ПОВЕЋАЊЕ ПРОИЗВОДНОСТИ МАЛЕ ХИДРОЕЛЕКТРАНЕ

Владан М. Карамарковић*, Раде М. Карамарковић*, Милош В. Николић*, Ненад П. Стојић*

Факултет за машинство и грађевинарство у Краљеву, Универзитет у Крагујевцу*

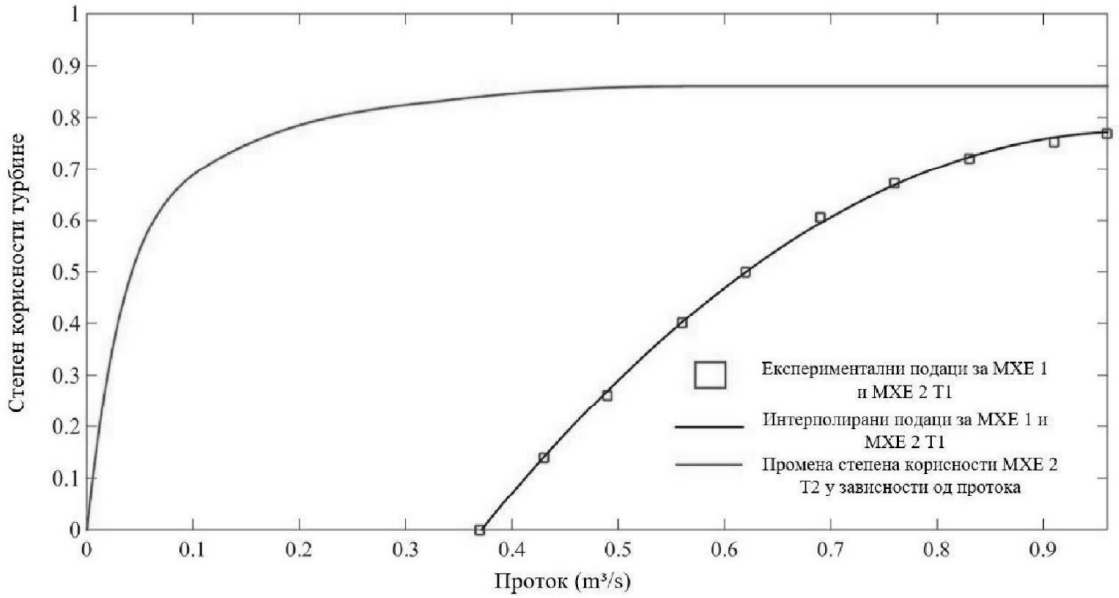
Апстракт: У раду је за две постојеће мале хидроелектране (МХЕ) које раде у спрегнутом систему моделом техноекономске оптимизације дефинисано техничко решење које омогућава повећање производности електричне енергије при протоцима воде који су мањи од минималног протока за који произвођач опреме гарантује доњу границу степена корисности турбине. У обе МХЕ је уграђена по једна турбина са унакрсним током (crossflow) исте снаге, 1475 kW. Експериментално је у експлоатационим условима за турбину у узводној МХЕ одређена зависност протока воде и степена корисности турбине, а резултати су показали изражени пад степена корисности при протоцима воде мањим од минимално препоручених протока произвођача турбине. Уградња друге турбине у низводној МХЕ и реконструкцијом изливног канала у узводној МХЕ омогућила би коришћење укупног расположивог бруто пада обе електране, и повећала годишњу производњу електричне енергије при протоцима који су мањи од минимално препорученог за 116 %.

Кључне речи: мала хидроелектрана, каскадни систем, степн корисности турбине, оптимизација рада

1. УВОД

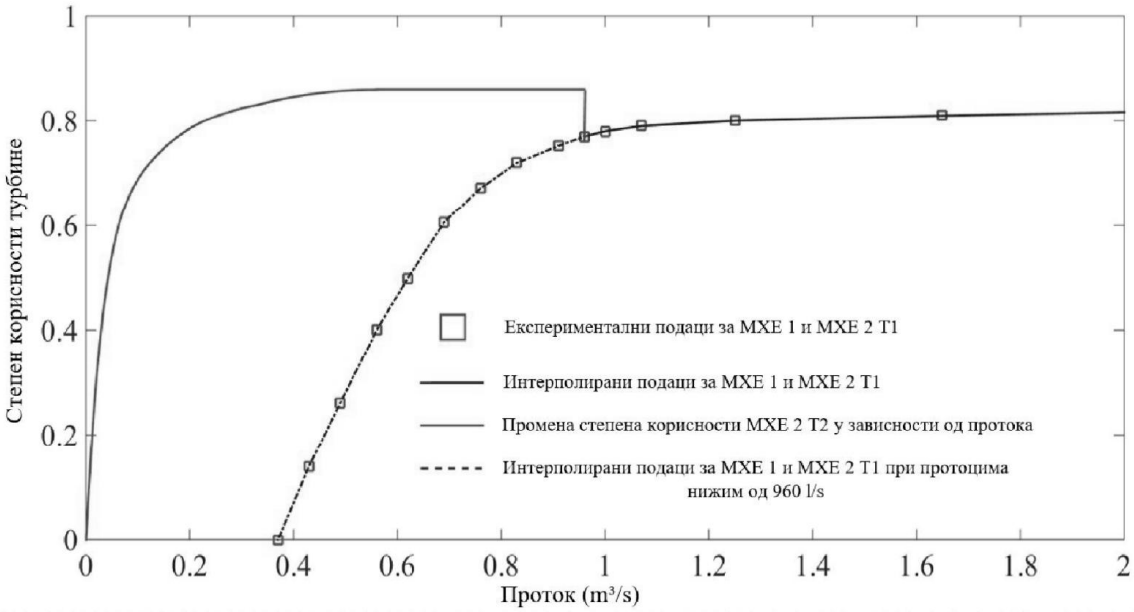
У раду је за две постојеће мале хидроелектране које раде у спрегнутом систему извршена оптимизација потребне снаге треће турбине која би се уградила у машинско постројење низводне мале хидроелектране.

Експериментални резултати добијени у експлоатационим условима су показали низак степен корисности постојећих турбина при протоцима воде који су мањи од 960 l/s (слика 1.). Уградња треће турбине би омогућила рад са већим степеном корисности (слика 2.) односно повећање производности електричне енергије при протоцима воде који су мањи од минималног за гарантовани степен корисности. Обе МХЕ имају исти инсталациони проток, 5,65 m^3/s јер се сва количина воде после излива из турбине МХЕ 1 упушта у цевовод друге МХЕ. У МХЕ 1 је уграђена једна „Crossflow“ турбина инсталисане снаге 1471 kW, бруто пад електране износи 34,5 метара, а минимални проток који гарантује степен корисности турбине од 78% има вредност 960 l/s. И у МХЕ 2 је уграђена „Crossflow“ турбина исте инсталисане снаге, 1471 kW, нето пад електране износи 37,76 метара, а минимални проток који гарантује степен корисности турбине од 78% има вредност 960 l/s.



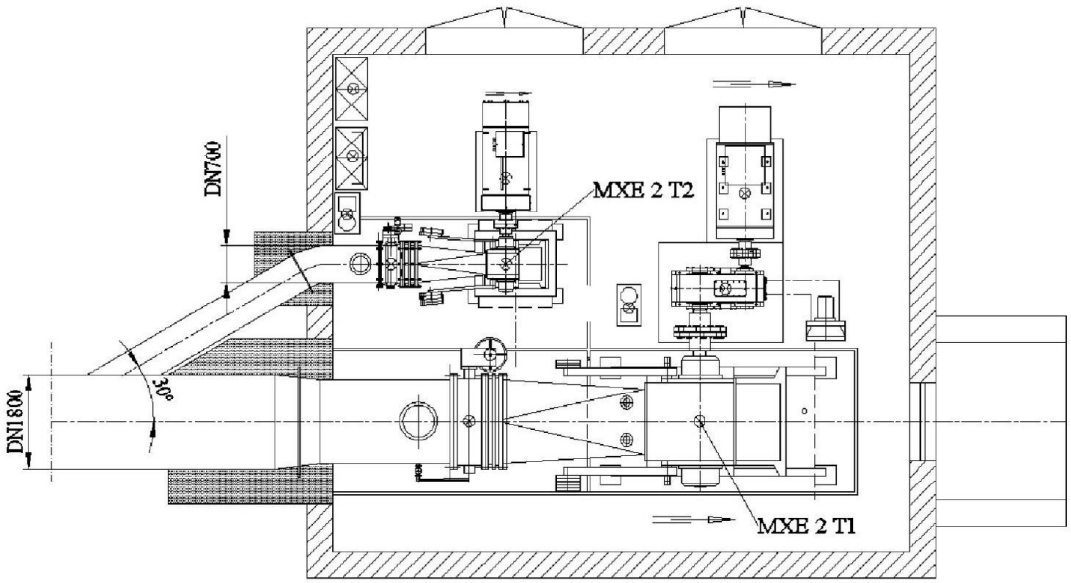
Слика 1. Степени корисности турбина

У МХЕ 2 би се уградила трећа турбина инсталационог протока воде од 960 l/s, а бруто пад би престављао збир падова МХЕ 1 и МХЕ 2 и износио 72,26 m. Минималан степен корисности турбине при инсталационом протоку би имао вредност 86 %, а минималани проток воде за који испоручилац опреме гарантује степен корисности од 74 % износи 100 l/s.



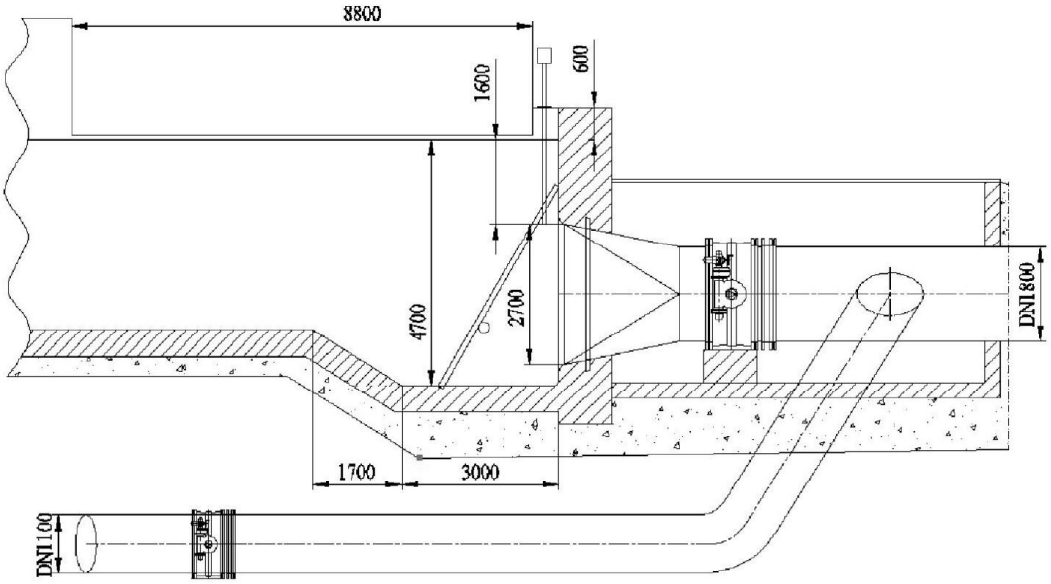
Слика 2. Повећање производности електричне енергије спрегнутог система

Уградња треће турбине у МХЕ 2 не повећава инсталациону снагу турбине (када ради МХЕ 2 Т2 тада је искључена постојећа турбина МХЕ 2 Т1 и обрнуто) (слика 3).



Слика 3. Машинско постројење МХЕ 2

Неопходна реконструкција на цевоводу је спајање цевовода МХЕ 1 са МХЕ 2 (израда бајпаса), уградња лептирастих затварача ДН 1800 и ДН 1100 НП6 (слика 4). Систем за пренос снаге са турбине на генератор не захтева коришћење мултипликатора.



Слика 4. Излив из МХЕ 1

Коришћени метод техноекономске оптимизације снаге турбине МХЕ 2 Т2 дат у овом раду је аналоган оптимизацији капацитета ветрогенератора који је примењен у радовима [2], [3], [4] и [6]. Нелинеаран оптимизациони проблем у наведеним референцама решаван је помоћу програма *MatLab* применом *interior-point* метода. У овом раду примењен је такође програм *MatLab* за решавање нелинеарног оптимизационог проблема, али је коришћен *active-set* метод. Техноекономски параметри нето садашње вредности (NPV) и аналитички модел производње електричне енергије из [7] примењен је и у овом раду за дефинисање функције циља.

У табели 1., приказан је поступак израчунавања производности након уградње турбине МХЕ 2 Т2 на основу криве трајања протока реке, потребног биолошког минимума, нето пада, степена корисности турбине и генератора, и часова рада.

Табела 1. Производност при малим водама МХЕ 2 Т2

T1	МХЕ 2 Т2	Производност МХЕ 2 Т2											
		68	70	73	76	79	82	85	88	91	94	97	100
Q [m³/s]		1,68	1,62	1,55	1,48	1,40	1,31	1,26	1,20	1,14	1,01	0,79	0,30
Qmin [m³/s]		0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Qt [m³/s]		0,94	0,88	0,81	0,74	0,66	0,57	0,52	0,46	0,4	0,27	0,05	0
Hb [m]		72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26	72,26
ΔH [m]		0,86	0,75	0,64	0,54	0,43	0,33	0,27	0,22	0,17	0,08	0,00	0
Hn [m]		71,40	71,51	71,62	71,72	71,83	71,93	71,99	72,04	72,09	72,18	72,26	72,26
η турбине		0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,860	0,850	0,830	0	0
η генератора		0,949	0,949	0,949	0,949	0,949	0,947	0,944	0,943	0,938	0,925	0	0
Снага генератора [kW]		537,37	503,80	464,44	424,92	379,54	327,58	298,12	263,65	225,56	146,78	0,00	0,00
Број сати рада		87,5	175,2	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8	262,8
Производност [MWh]		47,02	88,26	122,06	111,67	99,74	86,09	78,35	69,29	59,28	38,58	0,00	0,00
УКУПНА ПРОИЗВОДНОСТ [MWh]											**800,33**		

На исти начин као у табели 1., израчунате су и производности за турбине МХЕ 1 и МХЕ 2 Т1 при протоцима нижим од 960 l/s. У табели 2. приказани су упоредни резултати производности свих турбина, како постојећег стања тако и предложеног спрегнутог система.

Табела 2. Техноекономска анализа предложеног решења

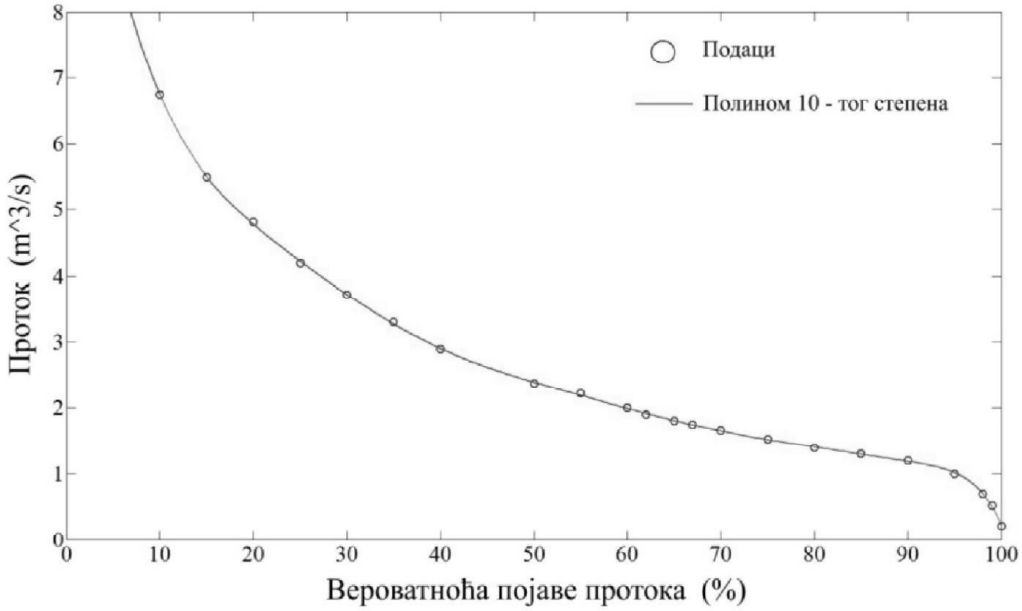
T2	**Производност [MWh]**												Производност укупно [MWh]	Подстицајна откупна цена [cEur/kWh]	Бруто добит [Eur]
Проток Qt [m³/s]	**0,96**	**0,91**	**0,78**	**0,66**	**0,57**	**0,5**	**0,45**	**0,41**	**0,36**	**0,25**	**0,02**	**0**			
Производност [MWh]	**МХЕ 1**														
	16,72	30,23	39,97	33,95	25,86	16,34	11,74	6,95	3,20	0,00	0,00	0,00	184,97	10,52	19458,88
Производност [MWh]	**МХЕ 2 Т1**														
	18,38	33,28	44,01	37,38	28,49	18,00	12,94	7,66	3,52	0,00	0,00	0,00	203,65	10,31	20996,47
Производност [MWh]	**МХЕ 1 + МХЕ 2 Т1**														
	35,10	63,52	83,98	71,33	54,35	34,35	24,68	14,60	6,72	0,00	0,00	0,00	**388,62**		40455,35
Производност [MWh]	**МХЕ 2 Т2**														
	47,05	88,31	122,12	111,73	99,80	86,14	78,39	69,33	59,31	38,60	0,00	0,00	**800,77**	10,31	82559,72
Разлика у производности [MWh]:													**412,15**	**Разлика у бруто добити [Eur]:**	**42104,36**

Из претходне табеле се може закључити да се уградњом турбине МХЕ 2 Т2 остварује повећање производности у односу на збир производности турбина МХЕ 1 и МХЕ 2 Т1 у износу од 412.15 MWh/god. По важећим подстицајним откупним ценама за електричну енергију произведену у МХЕ, бруто добит од уградње турбине МХЕ 2 Т2 износи 42104.36 eur/god. На основу ових параметара, јасно је да је уградња турбине која би била у употреби при протоцима нижим од 960 l/s, оправдана. Потребно је одредити снагу турбине МХЕ 2 Т2 на такав начин да се оствари максимална финансијска добит. У ту сврху постављен је оптимизациони проблем на основу техноекономске анализе МХЕ и максималне нето садашње вредности за период субвенционисања производње електричне енергије из обновљивих извора енергије.

2. ОПТИМИЗАЦИЈА

Циљ је да се одреди оптимална снага додатне турбине која би се користила у случају појава протока нижих од 960 l/s реке. У ту сврху, формиран је оптимизациони проблем са постављеном функцијом циља максималне нето садашње вредности. Период оптимизације је 12 година, што представља време субвенционисања производње електричне енергије из обновљивих извора енергије у Републици Србији.

У раду су коришћени подаци о просечном годишњем протоку реке на основу вишегодишњих мерења.



Слика 5. Крива трајања протока реке

На слици 5. приказана је крива трајања протока за период од годину дана. Крива трајања протока дефинисана је интерполацијом података о вероватноћи појаве протока полиномом десетог степена:

$$Q = \sum_{i=0}^{10} p_i z^i \,, \tag{1}$$

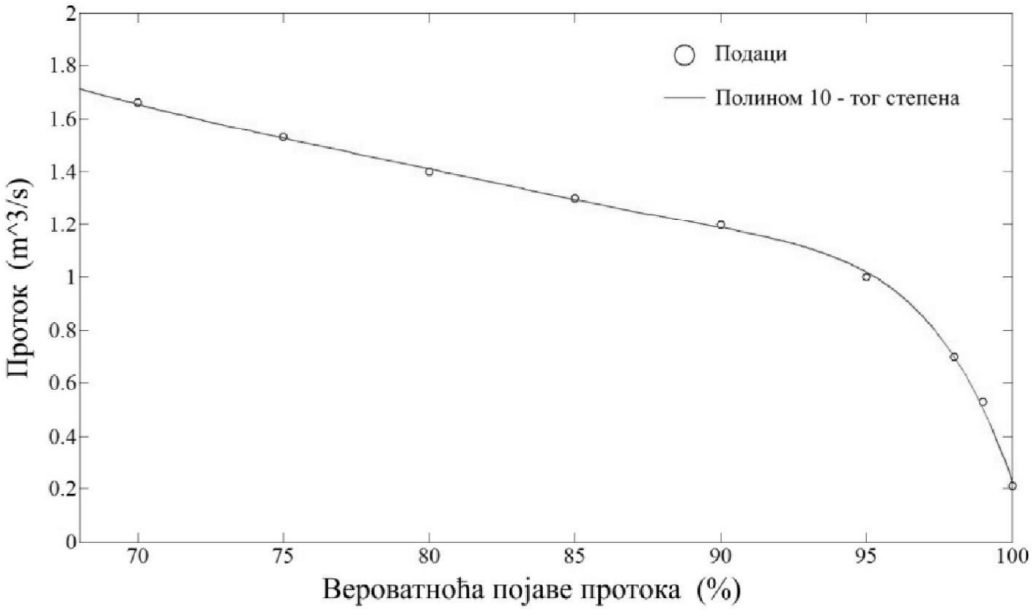
где је:

$$z = (x - \mu) / \sigma \,. \tag{2}$$

При чему су $p_0, ..., p_{10}, \mu, \sigma$, константе.

За предложено решење крива трајања протока представљена је једначинама (1) и (2) уз услов (видети слику 6.):

$$68.43 \le x \le 100 \,. \tag{3}$$



Слика 6. Крива трајања протока малих вода реке

На сликама 5. и 6. приказане су криве трајања протока у току године и криве трајања протока малих вода реке, респективно. Да би се добио расположиви проток за производњу електричне енергије, потребно је од протока реке одузети биолошки минимум $Q_{\min} = 0.74\ m^3/s$:

$$Q_t = Q - Q_{\min}. \tag{4}$$

2.1. Функција циља

Као што је већ претходно наведено, функција циља постављеног проблема је да се одреди максимална нето садашња вредност (NPV). Постављен је модел NPV једначине:

$$NPV = \sum_{i=1}^{t} \frac{C_{ni}}{(1+r)^i} - C_0, \tag{5}$$

где је C_{ni} нето прилив новчаних средстава током периода i, C_0 укупни почетни инвестициони трошкови, r дисконтна стопа, i број временских периода, t посматрани временски период. Нето прилив новчаних средстава C_{ni} рачуна се када се од укупног бруто прихода C_{gi} одузму трошкови одржавања C_{mi} и експлоатације C_{ei}:

$$C_{ni} = C_{gi} - C_{mi} - C_{ei}. \tag{6}$$

2.1.1. Бруто приход

Укупна произведена електрична енергија испоручена електроенергетском систему, по дефинисаним ценама, представља бруто приход мале хидроелектране. Произведена електрична енергија може се дефинисати на следећи начин:

$$E = \eta \rho g H_n Q_t T, \tag{7}$$

где је η укупни степен корисности производње електричне енергије (укључује степен корисности турбине, генератора, и мултипликатора), ρ густина воде, g убрзање Земљине теже, Q_t проток воде кроз цевовод дефинисан једначином (4), T време производње електричне енергије изражено у радним часовима.

У једначини (7), H_n представља корисну (нето) висинску разлику за производњу електричне енергије. Може се дефинисати као разлика бруто пада H_g и губитка δH:

$$H_n = H_g - \delta H, \tag{8}$$

при чему је губитак пада услед трења и локалних отпора рачунат по Darcy-Weisbach обрасцу [1]:

$$\delta H = \left(\lambda \frac{L}{d} + \sum \zeta \right) \frac{8 Q_t^2}{g \pi^2 d^4}, \tag{9}$$

где су L и d дужина и унутрашњи пречник доводног цевовода, респективно, λ коефицијент линијских отпора, ζ коефицијент локалних отпора.

Бруто приход сада се може изразити као производ укупне произведене електричне енергије E, дефинисане у једначини (7), и подстицајне откупне цене електричне енергије P дефинисане уредбом о мерама подстицаја за повлашћене произвођаче електричне енергије Владе Републике Србије [12].

2.1.2. Расход

У расход при раду мале хидроелектране спадају цена експлоатације и одржавање опреме. Цена одржавања може се представити линеарном функцијом у зависности од снаге турбине:

$$C_{mi} = d_1 P_t + d_2, \tag{10}$$

а цена експлоатације линеарном функцијом у зависности од часова рада:

$$C_{ei} = lT, \tag{11}$$

где су d_1, d_2, и l константе.

2.1.3. Почетна инвестициона улагања

Однос цена турбина у зависности од снаге дефинисане су квадратном функцијом на основу података добијених од произвођача:

$$C_0 = s_1 P_t^2 + s_2 P_t + s_3, \tag{12}$$

где су s_1, s_2, и s_3 константе.

На основу једнчина (1)-(12), може се дефинисати функција циља f, са условом добијања максималне нето садашње вредности на период од 12 година са дисконтном стопом $r = 5\%$ годишње:

$$f = \max\left[-C_0 + \left(EP - C_{mi} - C_{ei}\right)\sum_{i=1}^{12}\frac{1}{(r+1)^i}\right], \tag{13}$$

односно:

$$f = \max\left[-s_3 - \left(d_2 + d_1 P_t + l\sigma_1 - \eta_R P \eta_G P_t \sigma_1\right)\sum_{i=1}^{12}\frac{1}{(r+1)^i} - s_2 P_t - s_1 P_t^2\right], \tag{14}$$

где је:

$$\sigma_1 = t_2 + t_1 z, \tag{15}$$

и σ_1 представља линеарну промену времена T.

2.2. Ограничења

Постављени оптимизациони проблем ограничен је линеарним једнакостима и неједнакостима, као и нелинеарним једнакостима и неједнакостима, и границама интервала.

2.2.1. Линеарне неједнакости

Ова врста ограничења може се представити у општем облику на следећи начин:

$$Ax \le b,\ A \in R^{m\times n},\ x \in R^{n\times 1},\ b \in R^{m\times 1}, \tag{16}$$

у постављеном оптимизационом проблему неједначина (16) за $m = 7$ и $n = 6$ има следећи облик:

$$\begin{bmatrix} t_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ \alpha_{11} & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ \alpha_{12} & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ \alpha_{13} & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ \beta_{11} & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ \beta_{12} & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ \beta_{13} & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} z \\ Q_t \\ \eta_T \\ \eta_G \\ P_t \\ T \end{Bmatrix} \le \begin{Bmatrix} -t_2 \\ \alpha_{21} \\ \alpha_{22} \\ \alpha_{23} \\ \beta_{21} \\ \beta_{22} \\ \beta_{23} \end{Bmatrix}, \tag{17}$$

где α и β представљају коефицијенте линеарних функција коришћених за апроксимацију нелинеарних зависности степена корисности турбине и генератора у зависности од протока, респективно. Више о линеарној апроксимацији нелинеарних функција може се видети у референци [9].

2.2.2. Линеарне једнакости

Ова група ограничења може се представити у општем облику на следећи начин:

$$A_{eq}x = b_{eq},\ A_{eq} \in R^{m\times n},\ x \in R^{n\times 1},\ b \in R^{m\times 1}, \tag{18}$$

односно за $m = 1$ и $n = 6$:

$$\begin{bmatrix}\gamma_1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0\end{bmatrix}\begin{Bmatrix} z \\ Q_t \\ \eta_T \\ \eta_G \\ P_t \\ T \end{Bmatrix} = \gamma_2 . \tag{19}$$

У претходној једначини дефинисана је линеарна зависност између протока Q_t и помоћне променљиве z.

2.2.3. Нелинеарне неједнакости

Овај тип ограничења може се представити у општем облику на следећи начин:

$$c(x) \le 0, \tag{20}$$

Односно, за постављени оптимизациони проблем:

$$Q - Q_{\max} \le 0, \tag{21}$$

$$Q_t - Q + Q_{\min} \le 0, \tag{22}$$

$$\delta H - \delta H_{\max} \le 0, \tag{23}$$

$$\delta H - H_g \le 0. \tag{24}$$

Губитак пада из једначина (23) и (24) рачунат је на основу једначине (9). На основу једначине (1) у којој је проток дефинисан као нелинеарна функција, и једначине (21) и (22) су нелинеарне. Једначине (23) и (24) су нелинеарне због губитка пада δH, дефинисаног једначином (9).

2.2.4. Нелинеарне једнакости

Овај тип ограничења може се представити у општем облику на следећи начин:

$$c_{eq}(x) = 0, \tag{25}$$

Односно, за разматрани оптимизациони проблем:

$$P_t - Q_t H_n \eta_T g = 0. \tag{26}$$

Једначина (26) је нелинеарна на основу дефинисања протока Q_t једначинама (1) и (4), као и дефинисања нето пада H_n једначинама (8) и (9).

Коначно, добијен је оптимизациони проблем дефинисан једначинама (13)-(26), који се састоји од нелинеарне функције циља (13) и (14), као и линеарних и нелинеарних ограничења одређених са (16)-(26). За решавање постављеног оптимизационог проблема коришћен је програмски пакет *MatLab* за нелинеарну оптимизацију са ограничењима применом *Active-Set* алгоритма [10], [11].

3. РЕЗУЛТАТИ

Резултат оптимизације на основу постављеног критеријума максималне нето садашње вредности за период субвенционисања производње електричне енергије из обновљивих извора енергије у Републици Србији (12 година), и дисконтне стопе 5% годишње, за максимални проток $0.96\ m^3/s$, и бруто пад $72.26\,m$, је оптимална снага турбине у предложеној конфигурацији, $P_T = 520.95\ kW$. Функција циља максималне нето садашње вредности за добијену оптималну снагу турбине износи, $NPV = 354120\ eur$.

4. ЗАКЉУЧАК

Упоредна техноекономска анализа извршена за постојеће стање и за систем са уграђеном трећом турбином при протоцима воде који су нижи од 960 l/s, показују да се уградњом МХЕ

2 T2 остварује повећање производности у односу на збир производности при раду турбина МХЕ 1 и МХЕ 2 T1 за 412,15 MWh годишње. По важећим подстицајним откупним ценама за електричну енергију произведену у МХЕ, бруто добит од уградње турбине МХЕ 2 T2 износила би 42104,36 сура годишње, односно да је прост период повраћаја уложених финансијских средстава за реконструкцију цевовода са уградњом два лептираста затварача и уградњом треће турбине краћи од 7 година. Оптимизацијом је одређена снага треће турбине од 520,95 kW, при протоку воде од 0,96 m^3/s и бруто пада од 72,26 m , на основу максималне нето садашње вредности. Дисконтна стопа током анализе износила је 5% на годишњем ниво а период оптимизације је 12 година.

ЗАХВАЛНИЦА

Овај рад је део активности на пројекту ТР 33027 финансираном од стране Министарства просвете, науке и технолошког развоја Републике Србије.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Anagnostopoulos, John S., and Dimitris E. Papantonis. "Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant." *Energy Conversion and Management* 48.10 (2007): 2663-2670.
[2] Xu, M., and X. Zhuan. "Optimal planning for wind power capacity in an electric power system." *Renewable energy* 53 (2013): 280-286.
[3] Castronuovo, Edgardo D., and J. Lopes. "On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant." *Power Systems, IEEE Transactions on* 19.3 (2004): 1599-1606.
[4] Ding, Huajie, Zechun Hu, and Yonghua Song. "Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant." *Renewable energy* 48 (2012): 571-578.
[5] Benitez, Liliana E., Pablo C. Benitez, and G. Cornelis Van Kooten. "The economics of wind power with energy storage." *Energy Economics* 30.4 (2008): 1973-1989.
[6] Castronuovo, Edgardo D., and Joao A. Pecas Lopes. "Optimal operation and hydro storage sizing of a wind–hydro power plant." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 26.10 (2004): 771-778.
[7] Kaldellis, J. K., D. S. Vlachou, and G. Korbakis. "Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece: a complete sensitivity analysis." *Energy Policy* 33.15 (2005): 1969-1985.
[8] Dvořák, Michal, and Petr Havel. "Combined heat and power production planning under liberalized market conditions." *Applied Thermal Engineering* 43 (2012): 163-173.
[9] Luenberger, David G., and Yinyu Ye. *Linear and nonlinear programming*. Vol. 2. Reading, MA: Addison-wesley, 1984.
[10] Griva, Igor, Stephen G. Nash, and Ariela Sofer. *Linear and nonlinear optimization*. Siam, 2009.
[11] http://energetskiportal.rs/dokumenta/ZakoniIUredbe/Uredba%20o%20merama%20podsticaja%20za%20povlascene%20proizvodjace%20elektricne%20energije.pdf (22.06.2016.)

View publication stats