

توسعه مدل منابع - مصارف MODSIM در شبیه‌سازی بهره‌برداری از سیستم سدهای چندمخزنه برق آبی

سپیده امامی تبریزی^۱، سیدجمشید موسوی^{۲*} و راحله افزلی^۳

^۱ کارشناس ارشد مهندسی آب، دانشکده عمران و محیط زیست، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

^۲ استاد دانشکده عمران و محیط زیست، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

^۳ کارشناس ارشد مهندسی آب، شرکت مهندسی مشاور مهتاب قدس

* نویسنده مسئول

دریافت ۹۴/۱۲/۱ پذیرش ۹۵/۷/۱۷

چکیده

در این تحقیق، شبیه‌سازی بهره‌برداری از سیستم مخازن سری برق آبی توسط مدل MODSIM همراه با اعمال کنترل بر اعتمادپذیری تأمین بده انرژی مورد توجه قرار گرفته است. MODSIM به عنوان یک مدل تخصیص منابع آب حوضه‌ای به خودی خود قادر به تنظیم سطح تولید انرژی در هر ماه و به عبارتی تعریف نیاز انرژی برق آبی نیست. در مدل اصلاح شده برق آبی MODSIM (MODSIMP) پیشنهادی با حل تکراری الگوریتم‌های بهینه‌سازی شبکه جریان در هر گام زمانی امکان تعریف نیاز انرژی و اعمال سیاست بهره‌برداری استاندارد برق آبی به مدل فراهم شده است. این مهم در MODSIM 8.1 با استفاده از کدنویسی در محیط Custom Code Edition نرم‌افزار و یا محیط MATLAB و فراخوانی MODSIM از آن امکان‌پذیر شده است. در توسعه مدل شبیه‌ساز MODSIMP توسعه مدل به شکل گام به گام از یک سیستم تک مخزنه با دوره زمانی منفرد شروع و با کنترل و صحت‌سنجی نتایج با مدل‌های شبیه‌سازی دیگر به سیستم‌های چند مخزنه چند زمانه تعمیم یافت. نتایج حاصل از کاربرد مدل MODSIMP در بهره‌برداری از سیستم سه‌سدهی خرسان بیانگر مزیت مدل توسعه یافته از منظر سرعت محاسباتی مدل و بنابر این قابلیت آن در شبیه‌سازی بر مبنای اعتمادپذیری سیستم‌های برق آبی چند مخزنه هستند.

واژگان کلیدی: سدهای برق آبی، بهره‌برداری از مخزن، شبیه‌سازی، MODSIM.

۱- مقدمه

تعیین می‌گردد. این امر خصوصاً در سیستم‌های بزرگ مقیاس و با طول دوره شبیه‌سازی طولانی از نظر محاسباتی زمان‌بر است. چنانچه مسأله مذکور را در قالب مدل‌های شبکه جریان که در برخی از مدل‌های شبیه‌سازی تخصیص منابع آب حوضه‌ای موجود است، فرمول‌بندی و حل کرد، می‌توان کارایی محاسباتی و زمان اجرای مدل شبیه‌سازی برق آبی را بهبود بخشید.

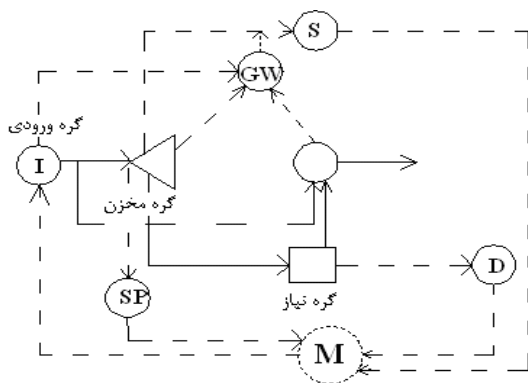
از بین مدل‌های شبیه‌سازی مدیریت منابع آب حوضه‌ای می‌توان به مدل MODSIM اشاره کرد. در این مدل سیستم منابع آب در قالب مجموعه‌ای از گره‌ها و بازوها مدل می‌شود [۵]، [۶] و با استفاده از الگوریتم بهینه‌سازی شبکه جریان، فرآیند تخصیص بهینه آب در هر گام زمانی شبیه‌سازی می‌شود [۷، ۸]. نسخه اولیه MODSIM به منظور حل مسائل بهینه‌سازی شبکه جریان از الگوریتم out-of-kilter (OKM) بهره می‌گرفت. OKM در تعدادی از مدل‌های شبکه جریان مانند مدل بین‌المللی Acres و مدل DWRSIM تهیه شده توسط اداره

استفاده از مدل‌های ریاضی به منظور بازسازی عملکرد سیستم‌های منابع آب و سیستم‌های برق آبی، تحت شرایط مختلف از عوامل و پارامترهای مؤثر بر آن، از نزدیک به نیم قرن پیش همراه با تکنولوژی رایانه‌ای آغاز و با گسترش و پیشرفت این تکنولوژی رو به افزایش بوده است. تحقیقات مختلفی در زمینه شبیه‌سازی و بهینه‌سازی بهره‌برداری از سدهای برق آبی انجام شده که از آن جمله می‌توان به کارهای Grygier و Stedinger [۱]، Jothiprakash و همکاران [۲] و همچنین Arunkumar [۳] اشاره کرد.

Afzali و همکاران [۴]، یک مدل شبیه‌سازی در بهره‌برداری بر مبنای اعتمادپذیری (RBS) در سیستم‌های چند مخزنه برق آبی تعمیم دادند. در این مدل در هر گام زمانی جریان‌های خروجی از مخازن با فرمول‌بندی یک مدل بهینه‌سازی غیر خطی که با استفاده از مدل‌های برنامه‌ریزی خطی متوالی حل می‌شود،

همان گونه که ملاحظه می‌شود، گره Inflow مقدار آورد ورودی، گره DemandFE مقدار نیاز غیر مصرفی جهت تأمین انرژی مطمئن و گره Reservoir مخزن می‌باشد. آورد ورودی توسط بازویی که گره ورودی را به گره مخزن متصل می‌کند به مخزن وارد می‌شود و جریان خروجی از مخزن به قدری رها می‌شود که نیاز گره نیاز غیر مصرفی^۴ پایین‌دست مخزن را در صورت امکان تأمین کند. این جریان توسط بازویی که گره مخزن را به گره نیاز غیر مصرفی متصل می‌کند از مخزن خارج شده و وارد گره غیر ذخیره‌ای می‌گردد. همچنین بازویی که گره آورد ورودی را به گره غیر ذخیره‌ای متصل می‌کند به منظور سرریز ایجاد شده است که در نهایت تمامی جریان‌های خروجی وارد گره Sink می‌شوند.

در ادامه شبکه جریان (NFP) همراه با گره‌ها و بازوهای اضافی محاسباتی که به صورت خط‌چین دیده می‌شوند در MODSIM مطابق شکل (۲) ایجاد می‌شود. این گره‌ها و بازوهای محاسباتی بخشی از سیستم فیزیکی نیستند؛ بلکه به منظور برقراری تعادل جرمی در کل سیستم در نظر گرفته می‌شوند. باید توجه داشت که همیشه شش گره محاسباتی^۵ در هر گام زمانی وجود دارد، اما تعداد بازوهای واقعی مستقیماً وابسته به ابعاد شبکه سیستم فیزیکی می‌باشد (شکل (۲)).



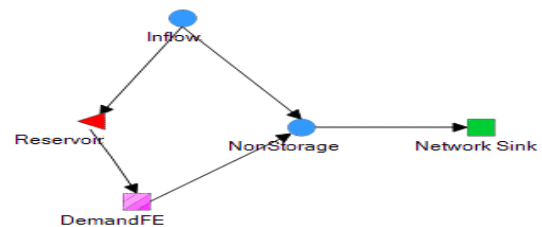
شکل ۲- شبکه جریان تولید شده توسط MODSIM در سیستم تک مخزنه

I گره محاسباتی ورودی، D گره محاسباتی نیاز، S گره محاسباتی مخزن، SP گره محاسباتی سرریز، M گره محاسباتی تعادل جرمی و GW گره محاسباتی آب زیرزمینی است. MODSIM با ایجاد شبکه جریان (NFP) و بر اساس روابط (۱) و (۲) به حل مدل سیستم شکل (۲) می‌پردازد.

تحقیقات آب California نیز مورد استفاده قرار گرفته است [۹]. در نسخه جدید مدل از الگوریتم کارآمد و سریع آزادسازی لاگرانژی، توسعه یافته توسط Bertsekas، استفاده شده است [۱۰]. علی‌رغم قابلیت‌های بسیار مطلوب مدل و سرعت محاسباتی الگوریتم فوق، شبیه‌سازی سیاست‌های بهره‌برداری برق‌آبی با هدف تأمین نیاز انرژی مطمئن معین در هر گام زمانی، مستقیماً ممکن نیست. در این تحقیق هدف استفاده از قابلیت‌های MODSIM در شبیه‌سازی بهره‌برداری از مخازن برق‌آبی است. این مهم با استفاده از قابلیت ویژه‌سازی^۱ و کدنویسی در نرم‌افزار و حل تکراری مدل‌های شبکه جریان در هر گام زمانی فراهم آمده است.

۲- MODSIMP: تعمیم یافته مدل MODSIM

مدل MODSIM به خودی خود قادر به اعمال سیاست بهره‌برداری استاندارد برق‌آبی (HSOP) جهت استفاده در مدل شبیه‌سازی و سپس به کار گرفتن آن در مدل شبیه‌سازی برق-آبی بر مبنای اعتمادپذیری به شکل تکراری نیست. منظور از سیاست HSOP [۱۱] رهاسازی جریان از مخزن به اندازه‌ای است که انرژی متناظر تولیدی در صورت امکان (حفظ تراز آخر ماه در محدوده مجاز) برابر با نیاز انرژی مشخص گردد. بنابر این اولین مرحله از توسعه مدل مورد نظر در این تحقیق تجهیز مدل MODSIM به سیاست HSOP (مدل MODSIMP) است. برای این منظور ابتدا توسعه مدل در قالب یک سیستم تک مخزنه تک‌دوره‌ای^۲ تشریح و کنترل شده و سپس به یک سیستم چند مخزنه چند دوره‌ای^۳ تعمیم داده می‌شود. بدین منظور یک سیستم تک مخزنه با یک گره نیاز (انرژی)، در محیط MODSIM شامل گره ورودی، گره مخزنی و گره نیاز در پایین‌دست در یک دوره زمانی منفرد در نظر گرفته می‌شود (شکل (۱)).



شکل ۱- شمای سیستم تک‌مخزنه برق‌آبی مفروض در MODSIM

4- Non Consumptive
5- Accrual Links

1- Customization
2- Single period
3- Multiperiod

نیز تابع حجم نهایی مخزن در آن دوره زمانی است؛ فرآیند برآورد نیاز آبی معادل تعریف شده در انتهای بازوی برق آبی بایستی به شکل تطبیقی و به عبارتی حل تکراری مدل شبکه جریان صورت پذیرد. بنابر این هدف در مرحله برآورد مقدار نیاز آبی گره D در شکل (۲) به گونه‌ای است که حل مدل شبکه جریان مقدار جریان در بازوی منتهی به این گره را به نوعی تعیین کند که از جای‌گذاری این مقدار جریان در رابطه انرژی (که تابع بلندای متوسط نیز می‌باشد) انرژی تولید شده برابر نیاز انرژی موردنظر باشد.

در ابتدا مقداری فرضی برای گره نیاز (D) اختیار می‌گردد و در ادامه با استفاده از معادلات انرژی و پیوستگی به صورت تکراری، مقدار مذکور در چند مرحله همگرا خواهد شد. در انتها لازم است تا با توجه به کنترل محدودیت‌های مربوط به حجم آب و انرژی، مقادیر جریان عبوری از توربین، حجم آخر هر ماه و سرریز تعیین شود. سپس با مقادیر تعیین شده مجدداً شبکه جریان (NFP) حل می‌شود و برای هر گام زمانی تا زمانی تکرار صورت می‌گیرد که مقدار جریان خروجی از گره M (گره محاسباتی تعادل جرمی) معادل با مقدار ورودی به شبکه باشد یا به عبارتی مقادیر به دست آمده از ۲ تکرار متوالی یکسان گردد. در این شرایط شبکه به حالت تعادل رسیده است و مدل می‌تواند وارد گام زمانی بعدی شود؛ به گونه‌ای که مقادیر انتهایی گام زمانی قبلی، مقادیر ابتدایی گام زمانی بعدی است و روند فوق دوباره تکرار خواهد شد. در هر دوره شاخص اعتمادپذیری تأمین انرژی با فراخوانی داده‌های خروجی از مدل MODSIM تعیین می‌گردد، اگر اعتمادپذیری از اعتمادپذیری مد نظر کمتر باشد ظرفیت تولید کاهش و در غیر این صورت ظرفیت تولید افزایش یابد. پس از تغییر ظرفیت تولید، با ظرفیت تولید جدید تمامی مراحل ذکر شده برای مدل تکرار می‌شود، تا آن‌جا که اعتمادپذیری مورد نظر و ظرفیت تولید متناظر با آن نتیجه شود. در روش پیشنهادی با تکرار روی مقادیر D و حل مدل NFP به شکل تکراری مقدار نهایی D بر اساس رابطه (۴) به گونه‌ای برآورد می‌شود که انرژی به دست آمده از رابطه (۵) برابر انرژی مطمئن شود.

$$D = \frac{IC \times PF}{2/725 \times e_p \times H} \quad (4)$$

$$E(t) = 2.73 \times R(t) \times (0.5 \times (h(t) + h(t+1)) - h_{tail}(t) - h_f(t)) \times e_p(t) \quad (5)$$

روند انجام این امر در شکل (۳) نشان داده شده است.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} \quad \sum_{l \in A} C_l q_l \\ & C_l = -[50000 - \text{priority}_l * 10] \end{aligned} \quad (1)$$

$$\sum_{j \in O_i} q_j - \sum_{k \in I_i} q_k = 0; \text{ for all } i \in N \quad (2)$$

$$I_l \leq q_l \leq u_l \text{ for all } l \in A \quad (3)$$

که A مجموعه تمام بازوها در شبکه، N مجموعه تمام گره‌ها، O_i مجموعه تمام بازوهای شروع شونده از گره i (یعنی بازوهای جریان خروجی)، I_i مجموعه تمام بازوهای پایان یابنده در گره i (یعنی بازوهای جریان ورودی)، q_l جریان در بازو l، C_l هزینه جریان در بازوی l، priority_l عدد اولویت تأمین گره نیاز انتهایی بازوی l، I_l کران پایین جریان در بازو l و u_l کران بالای جریان در بازو l می‌باشد. معادله (۲) تضمین می‌کند که مجموع جریان خروجی از هر گره برابر مجموع جریان ورودی به آن گره می‌باشد و به آن‌ها به عنوان قیود گره اطلاق می‌شود. معادله (۳) کران‌های محدود پایین و بالا را برای تمامی دبی برقرار ساخته و قیود بازوها نامیده می‌شود.

جریان خروجی از مخزن با توجه به نیاز تعریف شده در پایین دست و عدد اولویت نیاز در مقایسه با عدد اولویت حجم ذخیره هدف مخزن تعیین می‌شود. چنانچه نیاز مذکور از جنس نیاز آبی باشد، تأمین هدف مذکور بسیار ساده است. در این شرایط کافی است اولویت مربوط به گره نیاز بیشتر از اولویت دیگر گره‌های تولید شده در شبکه جریان (گره حجم ذخیره هدف مخزن) باشد؛ چرا که ضرایب هزینه در تابع هدف مدل شبکه جریان با استفاده از اعداد اولویت تعیین می‌شود (معادله (۱)). از آن‌جا که ضرایب هزینه بازوهای منتهی به گره‌نیاز با اولویت بالاتر عدد بزرگتری خواهد شد؛ مدل خطی شبکه جریان ابتدا نیازهای با اولویت بالاتر را تأمین می‌کند. مشکل اینجاست که چنانچه نیاز گره پایین دست از جنس نیاز برق آبی باشد، بایستی جریان معادلی که با جاری شدن آن در بازوی منتهی به گره نیاز برقایی، منجر به انرژی تولیدی برابر با نیاز برق آبی تعریف شده است معلوم شود. به عبارت دیگر باید تعیین کرد چه مقدار نیاز آبی در گره مذکور بایستی تعریف کرد که در صورت تأمین این نیاز به طور کامل (از طریق مکانیسم اختصاص بالاترین اولویت به این گره نیاز) انرژی تولید شده برابر نیاز انرژی مورد نظر خواهد شد.

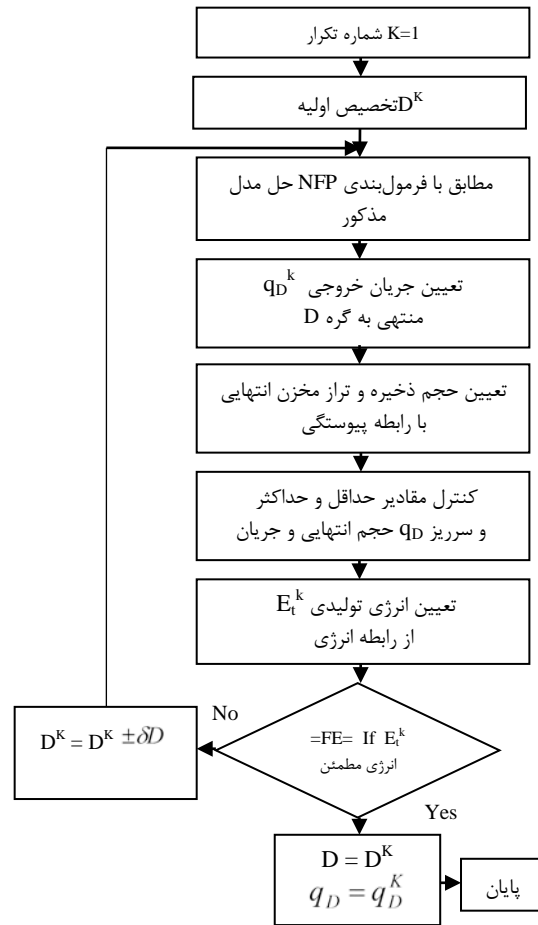
از آن‌جا که انرژی تولید شده تابعی از دبی جریان در بازوی فوق و بلندای متوسط آب روی توربین می‌باشد و بلندای متوسط

$$D_i = \frac{FE_i}{2.73 * \bar{H}_i * e_i}, \quad \sum_{i=1}^n FE_i = FE \quad (6)$$

$$E(t) = \sum_{i=1}^n E_i(t) = \sum_{i=1}^n (2.73 * (e_{p,i}) * (R_i(t)) * (0.5 * (h_{2,i}(t) + h_{1,i}(t)) - h_{TAIL,i}(t) - h_{f,i}(t))) \quad (7)$$

که $E(t)$ انرژی کل تولیدی سیستم در دوره زمانی $t, E_i(t)$ انرژی تولیدی مخزن i ام طی دوره $t, e_{p,i}$ راندمان نیروگاه i ام، $R_i(t)$ جریان عبوری از نیروگاه مخزن i ام، \bar{H}_i بلندای خالص در نیروگاه مخزن i ام طی دوره $t, h_{2,i}(t)$ تراز آب در مخزن i ام در انتهای دوره $t, h_{1,i}(t)$ تراز آب در مخزن i ام در ابتدای دوره $t, h_{TAIL,i}(t)$ تراز آب در پایاب نیروگاه مخزن i ام و $h_{f,i}(t)$ افت انرژی در نیروگاه مخزن i ام طی دوره t است.

با توجه به رابطه انرژی کل تولیدی (۷)، علی‌رغم مشخص نمودن بلندای خالص در هر کدام از مخازن، تعداد مجهولات بیش از یک و برابر تعداد مخازن است. تصمیم‌گیری به منظور این که میزان رهاسازی از هر مخزن چه مقدار باشد که در نهایت انرژی مطمئن سیستم را تأمین نماید، در سیستم تک مخزنه در صورت داشتن جواب، یک جواب بیشتر نخواهد داشت. در سیستم‌های چند مخزنه به دلیل وجود یک معادله، که همان برابری مجموع انرژی تولیدی با نیاز انرژی است، و چند مجهول که مقادیر جریان‌های خروجی از مخازن است، معادله مذکور نامعین بوده و جواب‌های متعدد خواهد داشت. بنابر این می‌توان از فرمول‌بندی یک مدل بهینه‌سازی با تعریف تابع هدف مناسب نظیر حداقل کردن جریان عبوری از توربین‌ها بهره برد. در MODSIM این مدل بهینه‌سازی همان مدل شبکه جریان موجود در نرم‌افزار خواهد بود که از الگوریتم بسیار سریع آزادسازی لاگرانژی در داخل آن استفاده می‌شود. در واقع فرمول‌بندی مدل بهینه‌سازی مورد نظر یک مدل غیر خطی تابع هدف ذکر شده و قید غیر خطی با فضای غیر محدب تأمین انرژی همراه با کران‌های بالا و پایین متغیرهای جریان‌های خروجی و احجام ذخیره است. در واقع در مدل پیشنهادی حل مدل غیر خطی فوق با خطی‌سازی و تقریب متوالی نیاز گرہ نیاز از طریق حل مدل‌های متوالی شبکه جریان (NFP) حل می‌شود. همین فرآیند در مدل توسعه یافته در کار Afzali و همکاران [۴] با تخمین اولیه ترازهای آخر ماه و حل مدل‌های برنامه‌ریزی خطی متوالی انجام شده است. استفاده از MODSIM و NFP های متوالی هم از منظر سرعت محاسباتی الگوریتم حل مدل بهینه‌سازی به جهت خوراندن قالب فرمول‌بندی شبکه جریان به



شکل ۳- الگوریتم پیشنهادی در MODSIM برای پیاده کردن سیاست HSOP در MODSIM

۳- تعمیم مدل MODSIM در سیستم‌های چند مخزنه برق‌آبی

همان طور که در شبیه‌سازی مدل MODSIM برای سیستم تک‌مخزنه برق‌آبی تشریح شد، در سیستم‌های چندمخزنه با اعمال سیاست استاندارد برق‌آبی (HSOP) جریان خروجی از هر مخزن در هر ماه به گونه‌ای تعیین می‌شود که مجموع انرژی تولید شده، انرژی مطمئن کل را تأمین نماید. برای این منظور بایستی جواب حاصل از حل مدل شبکه جریان مربوطه به گونه‌ای کنترل شود که هدف فوق تأمین شود. از آن‌جا که در این مدل تمامی مخازن به طور هم‌زمان مورد بررسی قرار می‌گیرند، انرژی تولیدی کل در هر گام زمانی برابر با مجموع انرژی‌های تولید شده توسط هر یک از مخازن می‌باشد. لذا رابطه مربوط به انرژی کل تولیدی با توجه به رابطه (۵) به قرار زیر می‌باشد:

داده شده است. در این سیستم گره‌های Inflow1, Inflow2, Inflow3 گره آورده‌های ورودی، DemandFE1, DemandFE2, DemandFE3 گره نیازهای غیر مصرفی جهت تأمین انرژی مطمئن، و گره Reservoir1, Reservoir2, Reservoir3 به ترتیب گره‌های مخازن سری I, II, III می‌باشد. در نهایت تمامی جریان‌های غیر مصرفی وارد Sink می‌شوند. در هر مخزن آورد ورودی توسط بازویی که گره ورودی را به گره مخزن متصل می‌کند به مخزن وارد می‌شود و جریان خروجی از هر مخزن به قدری رها می‌شود که نیاز گره نیاز پایین دست مخزن را در صورت امکان تأمین کند. این جریان توسط بازویی که گره مخزن را به گره نیاز غیر مصرفی متصل می‌کند از مخزن خارج شده و وارد گره غیر ذخیره‌ای می‌گردد. همچنین بازویی که گره آورد ورودی را به گره غیر ذخیره‌ای متصل می‌کند به منظور سرریز ایجاد شده است که در نهایت تمامی جریان‌های خروجی وارد گره Sink می‌شوند [۱۲].

مقادیر مفروض از داده‌های ورودی براساس داده‌های یک ماه از اطلاعات سیستم سه سدی برای جریان ورودی، حجم اولیه، ظرفیت حداکثر و حداقل مخازن، اولویت‌های تأمین نیاز و ذخیره هدف مخازن و سرریز برای هر مخزن در جدول (۱) ارائه شده است [۱۲]. اعداد اولویت به گونه‌ای انتخاب شده است که در هر مخزن اولویت نیاز بالاتر از اولویت ذخیره هدف مخزن باشد. هزینه سرریز نیز از هزینه نیاز و ذخیره هدف هر مخزن بیشتر بوده و بدین ترتیب تا زمانی که جریان خروجی مقدار نیاز خود را تأمین نشده باشد، جریان وارد بازوی سرریز نمی‌شود.

مدل بهینه‌سازی مسأله و هم امکان استفاده از دیگر مزایای مدل MODSIM در شبیه‌سازی یک سیستم بزرگ مقیاس حوضه‌ای با دیگر اهداف فراتر از برق‌آبی مزیت اصلی مدل پیشنهادی MODSIM خواهد بود.

همان طور که مشاهده می‌گردد در رابطه (۷) علاوه بر جریان عبوری از توربین‌ها بلندای خالص نیروگاه‌ها نیز مجهول می‌باشند. به منظور معین نمودن این مقادیر همانند آن چه که در مدل تک مخزنه گفته شد، در custom coding نرم‌افزار MODSIM، در ابتدا مقادیر فرضی برای نیاز گره D_i هر یک از سدها انتخاب می‌گردد. سپس مدل NFP مطابق فرمول‌بندی که پیشتر بدان پرداخته شد، حل گردیده و مقدار جریان ($Q_{D,i}$) منتهی به گره D_i در هر یک از سدها تعیین می‌شود. از رابطه پیوستگی حجم ذخیره و تراز مخزن انتهایی در هر یک از سدها محاسبه می‌گردد. مقادیر حداقل و حداکثر حجم انتهایی و جریان $Q_{D,i}$ و سرریز برای هر مخزن سد کنترل می‌شود. انرژی تولیدی هر یک از سدها تعیین و با انرژی تعریف شده برای هر یک از سدها که ضریبی از انرژی مطمئن می‌باشد، مقایسه می‌گردد؛ چنانچه انرژی مورد نظر تأمین نشده باشد همین روند تکرار اجرا می‌شود. در نهایت با تکرار بر روی گره مقدار نیاز D_i ، جریان عبوری از توربین در هر یک از سدها براساس معادله (۶) به گونه‌ای تعیین می‌گردد که انرژی تعریف شده برای هر مخزن در صورت امکان تأمین گردد. گره D_i براساس انرژی تعریف شده برای هر مخزن که ضریبی از انرژی مطمئن (FE_i) می‌باشد، بلندای متوسط هر سد (H_i) و راندمان نیروگاه نام (e_i) محاسبه می‌گردد.

در شکل (۴) شماتیک سیستم سه‌سدی خرسان نشان

جدول ۱- داده‌های مسأله سیستم ۳ سدی برای یک گام زمانی [۱۲]

مخزن I	مخزن II	مخزن III	آیتم
۳/۸۸۵	۱۶/۸۳۵	۹۵/۸۳	جریان ورودی ($10^3 m^3$)
۵۱۰/۹۹	۱۹۸۶	۶۲۶/۹۱۶	حجم اولیه مخزن ($10^3 m^3$)
۲۷۴/۱۶۳	۲۲۸۸/۷۶	۷۴۱/۱۳۳	ظرفیت حداکثر مخزن ($10^3 m^3$)
۲۳۶/۸۲۷	۱۶۸۳/۳۱۶	۵۱۲/۶۹۹	ظرفیت حداقل مخزن ($10^3 m^3$)
۹۴	۹۰	۹۲	اولویت تأمین نیاز
۱۰۴	۱۰۰	۱۰۲	اولویت ذخیره هدف مخزن
۱۰۰۰	۱۰۰۰	۱۰۰۰	هزینه سرریز

q_R مجموع جریان عبوری از توربین، q_S حجم مخزن و q_{sp} جریان سرریز و $DEM R$ اعداد اولویت تأمین گره نیاز می‌باشد. با حل متوالی مدل NFP مقادیر جریان توربین به ترتیب در سد ۳ تا سد ۱، در هر تکرار به شرح زیر به دست آمده است:

[168.3, 197.28, 182.5]: تکرار اول

[172.56, 198.9, 187.5]: تکرار دوم

[172.85, 198.92, 188.67]: تکرار سوم

[172.87, 198.91, 188.99]: تکرار چهارم

[181.314, 204.514, 194.895]: تکرار آخر

همچنین مقادیر حجم ذخیره آخر ماه در مخازن در تکرارهای مختلف مدل NFP به شرح زیر خواهد بود:

[554.45, 1973.18, 274.14]: تکرار اول

[550.18, 1976.5, 270.78]: تکرار دوم

[549.89, 1976.8, 269.63]: تکرار سوم

[549.87, 1976.83, 269.3]: تکرار چهارم

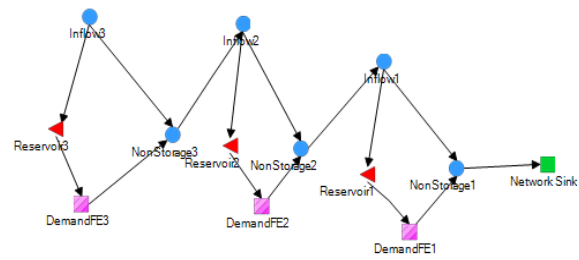
[541.43, 1979.7, 269]: تکرار آخر

از آنجا که مخازن هیچ یک از سدها مذکور پر نشده است، جریان سرریزی وجود ندارد.

در روش پیشنهادی با تکرار روی مقادیر D_i و حل مدل‌های NFP تکراری مقدار نهایی D_i برای هر مخزن به گونه‌ای برآورد می‌شود که شرط برابری انرژی تولیدی با نیاز انرژی در صورت کمتر (بیشتر) نشدن ترازهای آخر ماه از احجام حداقل (حداکثر) مخازن تأمین شود. روند انجام این امر در شکل (۶) نشان داده شده است.

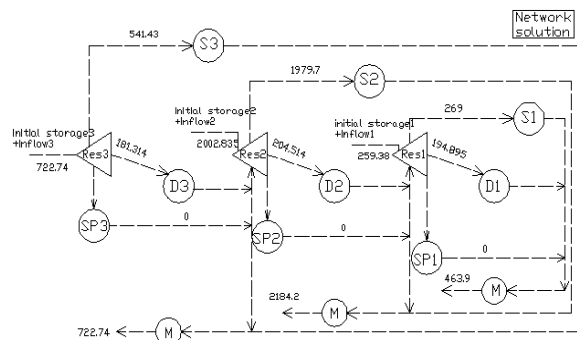
نتایج مدل MODSIMP با نتایج مدل توسعه یافته که در آن مدل بهینه‌سازی با مدل‌های برنامه‌ریزی خطی (LP) تکراری حل می‌شود و در محیط MATLAB توسعه یافته است برای یک گام زمانی مفروض در جدول (۲) مقایسه شده است. تابع هدف در این مدل به حداقل رساندن مجموع جریان خروجی‌ها و هم‌زمان حداکثر کردن تراز آب در مخازن می‌باشد.

نزدیکی نتایج در این جدول بیانگر صحت عملکرد مدل بهبود یافته MODSIMP در شبیه‌سازی سیستم‌های چندمخزنه برق‌آبی است. البته خاطرنشان می‌گردد که دو مدل مذکور و تابع هدف آن‌ها دقیقاً یکی نیست. در مدل MODSIMP فرمول - بندی مدل بایستی به قالب یک مدل NFP تبدیل شود. در ادامه نتایج حاصل از کاربرد مدل در سیستم واقعی خراسان ارائه خواهد شد.



شکل ۴- شمای سیستم برق‌آبی سه سدی در MODSIM [۱۲]

برای سیستم فوق شبکه جریان ساخته شده در MODSIM مطابق شکل (۵) می‌باشد [۱۲].



شکل ۵- شبکه جریان محاسباتی در MODSIM متناظر با سیستم شکل (۴) [۱۲]

مقادیر مجهول جریان عبوری از توربین، حجم آخر ماه و سرریز با رعایت محدودیت‌ها و معادله پیوستگی است، به گونه‌ای که تابع هدف یعنی هزینه شبکه جریان حداقل گردد. مدل NFP مربوطه مطابق روابط زیر است:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{i=1}^n [C_{iL} q_{iL}(t)] &\Rightarrow \\ \text{Min} \sum_{i=1}^3 [C_{iS} * q_{S,i}(t) + C_{i\text{spill}} * q_{sp,i}(t) + C_{iD} * q_{R,i}(t)] \\ C_i &= -[50000 - 10.DEMR] \end{aligned}$$

S.t

$$\begin{aligned} \underbrace{q_{S,i}(t+1)}_{\text{ending storage}} &= \underbrace{q_{S,i}(t)}_{\text{initial storage}} + \underbrace{q_{I,i}(t)}_{\text{inf low}} - \underbrace{q_{R,i}(t)}_{\text{release}} - \underbrace{q_{sp,i}(t)}_{\text{spill flow}} \\ \underbrace{R_{i,\min}}_{\text{min release}} &\leq q_{R,i}(t) \leq \underbrace{D_{i,\max}}_{\text{max release}} \\ \underbrace{spill_{i,\min}}_{\text{min spill}} &\leq q_{sp,i}(t) \leq \underbrace{spill_{i,\max}}_{\text{max spill}} \\ \underbrace{S_{i,\min}}_{\text{min storage}} &\leq q_{S,i}(t) \leq \underbrace{S_{i,\max}}_{\text{max storage}} \end{aligned}$$

جدول ۲- نتایج حل مدل غیر خطی سیستم ۳ سدی بر اساس حل مدل‌های LP پیاپی برای یک گام زمانی مفروض و مقایسه آن با نتایج مدل MODSIMP

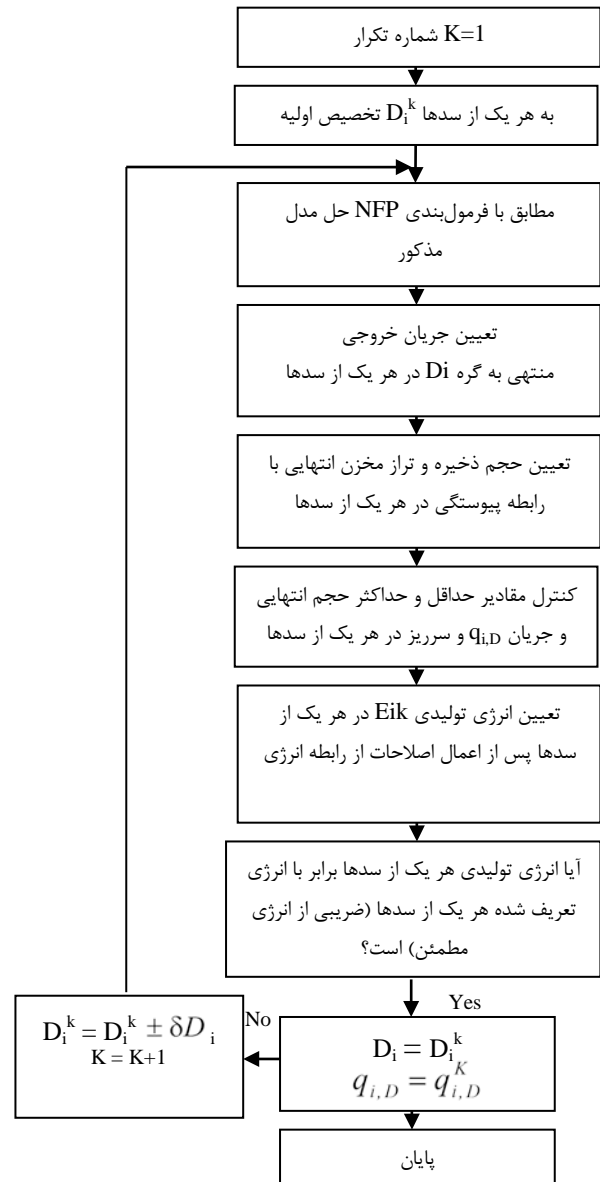
آیتم	مدل	سد III	سد II	سد I
جریان خروجی از توربین ($10^6 m^3$)	LP پیاپی	۲۱۰/۰۴۵	۱۸۸/۹۲۲	۱۷۴/۱۰۷
	MODSIMP	۱۸۱/۳۱۴	۲۰۴/۵۱۴	۱۹۴/۸۹۵
حجم آخر ماه ($10^6 m^3$)	LP پیاپی	۵۱۲/۷	۲۰۲۴	۲۷۴/۱۶
	MODSIMP	۵۴۱/۴۳	۱۹۷۹/۷	۲۶۹
بلندای متوسط (m)	LP پیاپی	۱۴۱/۵۹	۲۱۱/۱۸	۱۴۳/۹۸
	MODSIMP	۱۴۳/۲۱	۲۰۹/۹۱	۱۴۰/۸۹
جریان سرریز ($10^6 m^3$)	LP پیاپی	۰	۰	۰
	MODSIMP	۰	۰	۰
انرژی تولیدی (MWh)	LP پیاپی	۷۴۰۴۶	۹۹۳۳۳	۶۲۴۱۳
	MODSIMP	۶۴۶۴۹	۱۰۶۸۸۴	۶۸۳۶۸

جدول ۳- متغیرهای طراحی مفروض در سیستم سه‌سدی

خرسان [۱۳]

سد	رقوم نرمال (masl)	رقوم حداقل بهره‌برداری (Masl)	سهم هر نیروگاه از ظرفیت تولید کل (MW)
خرسان III	۱۴۱۷/۷۶	۱۴۰۴/۷۹	۰/۲۷
خرسان II	۱۲۳۵	۱۲۱۰/۷	۰/۴۵
خرسان I	۹۹۹/۶۲	۹۹۲/۲۹	۰/۲۸

از آن‌جا که ظرفیت تولید نیروگاه وابسته به تراز حداقل و نرمال بهره‌برداری از مخزن می‌باشد، به منظور تعیین بیشترین ظرفیت نیروگاه در هر ترکیب از مقادیر فوق لازم است تا هر یک از مدل‌ها به ازای ترازهای مختلف حجم حداقل و نرمال مخازن تکرار شوند، تا بالاترین ظرفیت تولید در سطح اعتمادپذیری مورد نظر حاصل گردد. بر اساس پیشنهاد مهندسین مشاور [۱] ترازهای نرمال بهره‌برداری در سدهای خراسان III و II و I مطابق جدول (۳) به ترتیب برابر ۱۴۱۷/۷۶، ۱۲۳۵، ۹۹۹/۶۲ و ترازهای حداقل بهره‌برداری به ترتیب برابر ۱۴۰۴/۷۹ و ۱۲۱۰/۷ و ۹۹۲/۲۹ تعیین شده است. در این مطالعه رقوم‌های مذکور در مدل شبیه‌سازی MODSIMP استفاده شده‌اند. شکل‌های (۷) تا (۱۰) منحنی‌های تداوم انرژی حاصل از نتایج مدل MODSIMP با رویکرد یکپارچه برای کل سیستم و هر یک از سدها نشان می‌دهد.



شکل ۶- الگوریتم پیشنهادی در MODSIMP برای پیاده‌سازی سیاست HSOP در MODSIMP در سیستم‌های چندمخزنه

۴- مطالعه موردی و نتایج

حوضه مورد مطالعه ساختگاه سد خراسان III، II و I می‌باشد. حوضه آبریز رودخانه خراسان در جنوب غربی کشور قرار گرفته است. رودخانه مذکور از سرشاخه‌های اصلی کارون بوده و از دو شاخه مهم ماربر و گرمود تشکیل شده است. کلیه نتایج بر استفاده از منحنی سطح-حجم-ارتفاع پس از رسوب‌گذاری ۲۵ ساله و ۶ ساعت کار در طول شبانه‌روز در هر یک از نیروگاه‌ها و به عبارتی دیگر ضریب عملکرد ۰/۲۵ در آن‌ها استوار می‌باشند. مدل‌های شبیه‌سازی با توجه به متغیرهای طراحی ارائه شده در جدول (۳) بر مبنای اعتمادپذیری ۹۰٪ شبیه‌سازی می‌گردند.

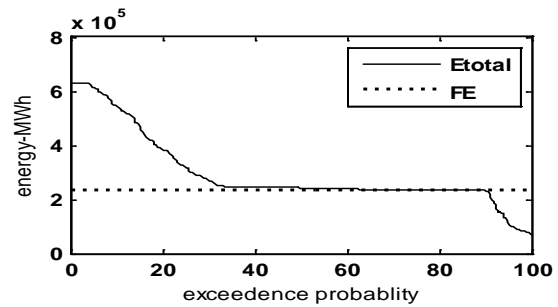
جهت تبیین عملکرد مطلوب مدل MODSIM1، ۲ مدل شبیه‌سازی دیگر تحت عناوین MODSIM با رویکرد غیر سیستمی و MODSIM1 معرفی می‌شوند که مشابه مدل MODSIM (رویکرد سیستم) مبنای سنجش عملکرد آن‌ها افزایش انرژی مطمئن یا ظرفیت تولید سیستم در یک افق بلندمدت می‌باشد.

در مدل MODSIM با رویکرد غیر سیستمی، از آن‌جا که هدف تعیین ظرفیت تولید و یا انرژی مطمئن سیستم مخازن با اعمال سیاست استاندارد برق‌آبی (HSOP) می‌باشد، لازم است که پس از اجرای مدل شبیه‌ساز MODSIM در سیستم تک مخزنه برق‌آبی که پیشتر نیز بدان پرداخته شد، نتایج مربوط به سری خروجی از مخزن اعم از سرریز و جریان عبوری از توربین به ورودی بین‌راهی مخزن پایینی اضافه شود. بر این اساس سری جریان ورودی به مخزن بعدی تعیین و مدل شبیه‌ساز MODSIM برای مخزن بعدی اجرا می‌گردد و این روند تا آخرین مخزن تکرار می‌شود. بدین ترتیب مجموع ظرفیت تولید تک تک نیروگاه‌ها بیانگر ظرفیت تولید کل سیستم براساس اعتمادپذیری مورد نظر در هر نیروگاه خواهد بود.

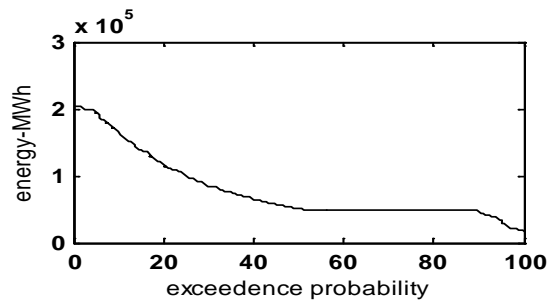
در مدل MODSIM1، مطابق روند مدل MODSIM به منظور تحلیل هم‌زمان مخازن سری برق‌آبی از حل NFP با اعمال سیاست بهره‌برداری استاندارد برق‌آبی (HSOP) برای تعیین جریان خروجی از مخزن در هر گام زمانی استفاده شده است. با این تفاوت که جریان خروجی از مخزن در هر گام زمانی به منظور تأمین انرژی مطمئن بر اساس تراز اول ماه محاسبه می‌گردد و در این حالت با توجه به خطی بودن معادله انرژی بر اساس تراز اول ماه نیازی به حل تکراری ۲ معادله انرژی و پیوستگی نمی‌باشد.

جدول (۴) انرژی مطمئن ماهانه سیستم و انرژی مطمئن ماهانه در سدهای خرسان III و II و I را در هر یک از مدل‌ها در سطح اعتمادپذیری ۹۰٪ نشان می‌دهد:

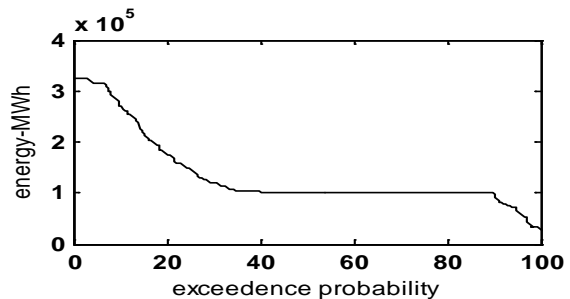
با توجه به جدول فوق مشاهده می‌گردد که مدل MODSIM با رویکرد سیستمی منجر به عملکرد بهتری از سیستم مخازن به لحاظ تولید انرژی مطمئن سیستم می‌گردد. ملاحظه می‌گردد شبیه‌سازی هم‌زمان مخازن به شکل سیستمی در مقایسه با استفاده از مدل به شکل سیستم‌های تک مخزنه متوالی منجر به افزایش بده انرژی مطمئن قابل استحصال از سیستم به میزان ۱۲/۱۱ درصد شده است.



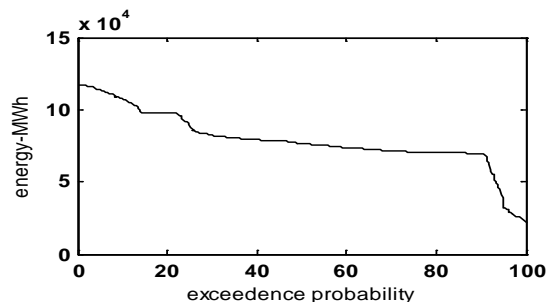
شکل ۷- منحنی تداوم انرژی کل در مدل MODSIM با رویکرد سیستم



شکل ۸- منحنی تداوم انرژی در سد خرسان III در مدل MODSIM با رویکرد سیستم



شکل ۹- منحنی تداوم انرژی در سد خرسان II در مدل MODSIM با رویکرد سیستم



شکل ۱۰- منحنی تداوم انرژی در سد خرسان I در مدل MODSIM با رویکرد سیستم

جدول ۴- انرژی مطمئن ماهانه سیستم و هر یک از سد ها بر اساس اعتمادپذیری ۹۰٪

مدل	انرژی مطمئن ماهانه (مگاوات ساعت)	انرژی مطمئن ماهانه در سد خرسان III	انرژی مطمئن ماهانه در سد خرسان II	انرژی مطمئن ماهانه در سد خرسان I
مدل MODSIM با رویکرد غیر سیستمی	۲۱۰۳۳۰	۴۷۴۳۰	۱۰۰۸۰۰	۶۲۱۰۰
مدل MODSIM با رویکرد سیستمی	۲۳۵۸۰۰	۲۸۴۵۶	۷۲۳۱۵	۶۹۶۸۷
مدل MODSIM1	۲۳۰۴۰۰	۲۷۶۵۹	۶۸۹۷۹	۶۷۸۰۷

۵- خلاصه و نتیجه گیری

در این مطالعه، قابلیت‌های مدل MODSIM در شبیه‌سازی سیستم‌های برقایی چندمخزنه در قالب مدل MODSIM افزایش یافته است. در این مدل امکان تعریف نیاز برق‌آبی و شبیه‌سازی تغییرات بلندای آب در ابتدا و انتهای هر گام زمانی و کنترل سطح اعتمادپذیری نیاز انرژی گنجانده شده است. ساختار مدل MODSIM و صحت‌سنجی نتایج آن ابتدا در یک سیستم برق‌آبی تک‌مخزنه و سپس چند مخزنه سری ارائه شد. در واقع MODSIM در سیستم تک‌مخزنه جایگزینی است برای یک مدل شبیه‌سازی بهره‌برداری از مخزن با اعمال قاعده بهره‌برداری استاندارد برق‌آبی (HSOP) که در آن بجای حل تکراری دو معادله انرژی و پیوستگی با تطبیق و تکرار روی مقدار نیاز آبی پایین دست گره مخزن، حل تکراری مدل NFP مربوطه انجام می‌شود. این امر در قالب برآورد جریان خروجی از مخزن شامل جریان عبوری از توربین و احیاناً سرریز به گونه‌ای است که انرژی تولیدی در صورت امکان برابر نیاز انرژی تعریف شده (انرژی مطمئن مفروض) گردد. در مدل تک‌مخزنه تحقیق شد که نتایج حاصل از حل پیایی NFP در MODSIM با نتایج حاصل از حل دو معادله انرژی و پیوستگی در شرایط مختلف از تراز اولیه مخزن و جریان ورودی بدان یکسان است. توضیح داده شد که توجیه استفاده از NFP‌های متوالی که می‌تواند زمان برتر از حل متوالی دو معادله مذکور باشد، نه صرفاً برای ارائه یک روش جایگزین با نتایج مشابه و حتی کندتر برای تطبیق یافتن مسأله با ساختار به کار رفته در MODSIM است که در آن اجباراً جریان خروجی از مخزن نتیجه حل یک مدل NFP است؛ بلکه مزیت این روش کاربرد آن در سیستم‌های چند مخزنه است که به لحاظ محاسباتی نیز بسیار کارآمد است.

با استفاده از مدل فوق بهره‌برداری از سیستم سه‌سدی برق-آبی رودخانه خرسان در سر شاخه‌های کاررون در حالت شبیه‌سازی هماهنگ چند مخزنه سیستم انجام شد. نتایج به دست

این امر عمدتاً ناشی از پیگیری هدف حداکثرسازی انرژی کل در محاسبات برق‌آبی به شکل غیر مستقیم است. درصد تغییر شاخص مذکور در مدل‌های MODSIM1، MODSIM با رویکرد سیستمی نسبت به مدل مبنای MODSIM با رویکرد غیر سیستمی، به ترتیب برابر ۱۲/۱، ۹/۵٪ می‌باشد. جدول (۵) متوسط انرژی کل تولیدی در هر یک از سد ها را در مدل‌های مختلف نشان می‌دهد:

جدول ۵- متوسط انرژی تولیدی ماهانه در هر یک از سد ها

مدل MODSIM با رویکرد غیر سیستمی	مدل MODSIM با رویکرد سیستمی	مدل MODSIM 1	انرژی تولیدی (مگاوات ساعت)
۷۸۸۹۵	۷۹۶۳۹	۸۰۹۶۳	انرژی متوسط تولیدی ماهانه در سد خرسان III
۱۳۵۸۱۶	۱۳۸۵۳۲	۱۳۹۹۶۳	انرژی متوسط تولیدی ماهانه در سد خرسان II
۷۳۰۹۱	۷۹۲۶۱	۹۴۹۸۰	انرژی متوسط تولیدی ماهانه در سد خرسان I

همان‌طور که مشاهده می‌گردد، متوسط انرژی تولیدی کل در هر یک از مدل‌ها در سد خرسان II، با اختلاف زیادی بیش از دیگر سد ها می‌باشد. بنابر این سهم سد خرسان II در تولید انرژی سیستم با توجه به بزرگ بودن این سد، بیش از ۲ سد دیگر است.

- [6] Labadie, J., "MODSIM: River Basin Network Flow Model for Conjunctive Stream-Aquifer Management, Program User Manual and Documentation", Colorado State University, 1995.
- [7] Labadie, J., Fontane, D., "MODSIM, River Basin Management DSS: Application to the GEUM River Basin", Korea, Final Report, 2003.
- [8] Labadie, J. W., "Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review", ASCE Journal of Water Resources Planning and Management, 2004, 130 (2), 93-111.
- [9] Chung, F. I., Archer, M. C., DeVries, J. J., "Network Flow Algorithm Applied to California Aqueduct Simulation", J. Water Resources Planning and Management, 1989, 115 (2), pp 131-147.
- [10] Bertsekas, D. P., "Linear Network Optimization", MIT Press, Cambridge, 1991.
- [11] Mousavi, S. J., Shourian, M., "Capacity Optimization of Hydropower Storage Projects Using Particle Swarm Optimization Algorithm", Journal of Hydroinformatics, 2010, 12, 275-291.

[۱۲] امامی تبریزی، س.، موسوی، ج.، افضلی، ر.، "PSO-"

MODSIMP مدل بهینه‌سازی-شبه‌سازی در طراحی و بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های چندمخزنه برق‌آبی"، نشریه مهندسی عمران و نقشه‌برداری دانشگاه تهران، ۱۳۹۰، ۷ (۷)، ۴۵-۷۵۳-۷۶۲.

[۱۳] مهندسین مشاور پارس آب تدبیر و آبان پژوه، "طرح سد مخزنی و نیروگاه برق‌آبی خرسان (مطالعات بازننگری مرحله اول)، گزارش برنامه‌ریزی منابع آب- تحلیل انرژی و قدرت برق‌آبی"، ۱۳۷۸.

آمده حاکی از آن هستند که:

● با توجه به منحنی تداوم انرژی کل در هر یک از سد‌ها، روند تولید انرژی در سد خرسان I در ۹۰٪ اولیه نمودار نسبت به دو سد دیگر متعادل‌تر است. انرژی کل تولیدی و انرژی مطمئن تولیدی در سد خرسان ۲ بیشتر از دو سد دیگر می‌باشد. علت آن هم بزرگ‌تر بودن ابعاد این سد نسبت به دو سد دیگر می‌باشد. در دو مدل MODSIM1 و MODSIMP با رویکرد سیستمی مجموع انرژی مطمئن در هر یک از سد‌ها که از منحنی تداوم انرژی هر یک نتیجه می‌گردد، از انرژی مطمئن سیستم کمتر می‌باشد و منجر به عملکرد بهتری از سیستم مخازن به لحاظ تولید انرژی مطمئن سیستم می‌گردند.

● شبیه‌سازی هم‌زمان مخازن به شکل سیستمی در مقایسه با استفاده از مدل به شکل سیستم‌های تک مخزنه متوالی منجر به افزایش بده انرژی مطمئن شده است. این امر عمدتاً ناشی از پیگیری هدف حداکثرسازی انرژی کل در محاسبات برق‌آبی به شکل غیر مستقیم است.

۶- مراجع

- [1] Grygier, J. C., Stedinger J. R., "Algorithms for Optimizing Hydropower System Operation", Water Resources Research, 1985, 21 (1), 1-10.
- [2] Jothiprakash, V., Arunkumar, R., "Optimization of Hydropower Reservoir Using Evolutionary Algorithms Coupled with Chaos", Water Resources Management, 2013, 1963-1979.
- [3] Arunkumar, R., Jothiprakash, V., "Evaluation of a Multi-Reservoir Hydropower System Using a Simulation Model." ISH Journal of Hydraulic Engineering, 2014, 177-187.
- [4] Afzali, R., Mousavi, S. J., Ghaheri, A., "Reliability-Based Simulation-Optimization Model For Multireservoir Hydropower Systems Operation: Khersan Experience", ASCE Journal of Water Resources Planning and Management, 2008, 134 (1), 24-33.
- [5] Labadie, J. W., Bode, D. A., Pineda, A. M., "Network Model for Decision-Support in Municipal Raw Water Supply", Water Resources Bulletin, 1986, 22 (6), 927-940.

EXTENDED ABSTRACT

MODSIMP: Extension of MODSIM Decision Support System to Simulating Operation of Multireservoir Hydropower Systems

Sepideh Emami Tabrizi ^a, Seyed Jamshid Mousavi ^{b,*}, Raheleh Afzali ^c

^a *Department of Civil Engineering, Amirkabir University, Tehran, Iran*

^b *Faculty of Civil Engineering, Amirkabir University, Tehran, Iran*

^c *Water Resources Engineer, Mahab Ghodss Consulting Engineering Company, Tehran, Iran*

Received: 20 February 2016; **Accepted:** 08 October 2016

Keywords:

Hydropower Dams, Reservoir operation, Simulation, MODSIM

1. Introduction

Considering the uncertainty and the river flow fluctuations, controlling the reliability of hydropower energy production in competition with other energy production technologies is of considerable importance. Afzali et al. [1] have generalized a simulation model based on reliability (RBS) in single-reservoir hydropower systems to a multiple reservoir RBS model. Simulation of hydropower multi-reservoir system operations have been considered in the present study by using MODSIM model with control on reliability of the system energy yield. MODSIM, as a river basin decision support system, by itself have no ability to effect directly on amount of energy production target to be met at different levels of reliability [2]. By extending MODSIM to MODSIMP, an energy demand node and implementing hydropower standard operating policy (HSOP) will be integrated. This combination made possibility that it go through successive solution of network flow optimization algorithms in each time period of the MODSIM simulation model. This has been done by adding control commands in custom coding environment of the MODSIM8.1 to MATLAB software programmed. The model development and verification procedure has been started from sorting out a simple single-reservoir single-period example problem and then extended to multi-reservoir multi-period models. The results which obtained from application of the developed MODSIMP model to Khersan multi-reservoir hydropower system as a real case study, shows its advantage in terms of computational efficiency and thus its capability of reliability-based simulation operation of multi-reservoir hydropower systems.

2. Methodology

The MODSIM model is not by itself capable of implementing the standard hydropower policy (HSOP) in model and controlling the reliability criteria of energy supply. The HSOP policy in a single-reservoir system means determining the reservoir release in a way that the produced energy in each period and it is equal to the predefined firm energy demand (subject to fulfilling minimum and maximum storage volume of reservoir and other constraints). The main idea in this concern is repetitive estimating and modifying of water demand node related to the turbines' flow links by sequential solution of flow network linear models (NFP) in each time step. Hence, the relationships relevant to the system firm energy supply are as follows:

$$D_i = \frac{FE_i}{2.73 * \bar{H}_i * e_i}, \quad \sum_{i=1}^n FE_i = FE \quad (1)$$

$$E(t) = \sum_{i=1}^n E_i(t) = \sum_{i=1}^n (2.73 * (e_{p,i}) * (R_i(t)) * (0.5 * (h_{2,i}(t) + h_{1,i}(t)) - h_{TAIL,i}(t) - h_{f,i}(t))) \quad (2)$$

* Corresponding Author

E-mail addresses: sepideh.emami@gmail.com (Sepideh Emami Tabrizi), jmosavi@aut.ac.ir (Seyed Jamshid Mousavi), raheleh.afzali@gmail.com (Raheleh Afzali).

All variables ≥ 0 , Where, $E(t)$ = energy generated; $E_i(t)$ = generated energy by powerplant i in month t ; $FE_i(t)$: estimated system's energy yield by powerplant i ; $e_{P,i}$: powerplant's efficiency; $R_i(t)$: turbine release from reservoir i in month t ; $\bar{H}_i(t)$: average head by powerplant i in month t ; $h_{1,i}(t) / h_{2,i}(t)$: beginning and end of month reservoir i levels, respectively; $h_{TAIL,i}(t)$: average tailwater level of reservoir i in month t ; $h_{f,i}(t)$: total minor and frictional losses in conveyance structures of reservoir i in month t ;

The unknown values in this system are related to the turbine releases, the reservoir storage volumes at the end of the month and the spill flows which are determined from solving of a NFP model. The above NFP model formulation with targeting function of minimizing the network flow costs and mass balance constraints in nodes when in the link flow lower and upper bounds are following equations [3]:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^3 [C_{iS} * q_{S,i}(t) + C_{i\text{spill}} * q_{sp,i}(t) + C_{iD} * q_{R,i}(t)] \tag{3}$$

s.t

$$\underbrace{q_{S,i}(t+1)}_{\text{ending storage}} = \underbrace{q_{S,i}(t)}_{\text{initial storage}} + \underbrace{q_{I,i}(t)}_{\text{inflow}} - \underbrace{q_{R,i}(t)}_{\text{release}} - \underbrace{q_{sp,i}(t)}_{\text{spill flow}} \tag{4}$$

$$\underbrace{R_{i,\min}}_{\text{min release}} \leq q_{R,i}(t) \leq \underbrace{D_{i,\max}}_{\text{max release}} \tag{5}$$

$$\underbrace{\text{spill}_{i,\min}}_{\text{min spill}} \leq q_{SP,i}(t) \leq \underbrace{\text{spill}_{i,\max}}_{\text{max spill}} \tag{6}$$

$$\underbrace{S_{i,\min}}_{\text{min storage}} \leq q_{S,i}(t) \leq \underbrace{S_{i,\max}}_{\text{max storage}} \tag{7}$$

In the above equations, the $q_{R,i}$, $q_{S,i}$ and $q_{sp,i}$ are turbine releases, the reservoir target storage level at the end of the period and the i reservoir spill flow respectively, with unit cost coefficients of C_{iD} , C_{iS} and $C_{i\text{spill}}$ respectively.

3. Results and discussion

Two simulation model types of MODSIMP (Non-system) and MODSIM1 have compared with MODSIMP (System). The models have been used with 90% reliability level regarding supplying the firm energy yield in solving the problem. Table (1) shows the average monthly energy production in each and overall system of the hydropower plants regard to models.

Table 1. The average monthly production capacity of each of the power plants regard to each models

Model	Total average monthly firm energy yield of the system (MWH)	Total average monthly firm energy yield of Kherasan III Dam (MWH)	Total average monthly firm energy yield of Kherasan II Dam (MWH)	Total average monthly firm energy yield of Kherasan I Dam (MWH)
MODSIMP (Non-system)	210330	47430	100800	62100
MODSIMP (System)	235800	28456	72315	69687
MODSIM1	230400	27659	68979	67807

4. Conclusions

In this study, a MODSIMP model is introduced for operating the multireservoir hydropower systems. This was done primarily by provisioning the possibility of employing the hydropower standard operation policy in the simulation model. Although supplying the energy demand and implementing the HSOP rule in single-reservoir systems is not necessarily dependent to solving the NFP optimization models, the major advantage of the proposed model is considering the high velocity of Lagrangian relaxation algorithm used in solution of the NFP and MODSIM models, with simulation of multi-reservoir hydropower systems. The results show the operation of MODSIMP (System) is more trustful than another models.

5. References

- [1] Afzali, R., Mousavi, S. J., Ghaheri, A., “Reliability-Based Simulation-Optimization Model For Multireservoir Hydropower Systems Operation: Khersan Experience”, *ASCE Journal of Water Resources Planning and Management*, 2008, 134 (1), 24-33.
- [2] Labadie, J. W., “Optimal Operation of Multireservoir Systems: State-of-the-Art Review”, *ASCE Journal of Water Resources Planning and Management*, 2004, 130 (2), 93-111.
- [3] Emami, S., Mousavi, S. J., Afzali, R., “PSO-MODSIM: Optimization-Simulation Model for Optimal Design and Operation of Multireservoir Hydropower Systems”, *Journal of Civil Engineering and Surveying, University of Tehran*, 2011, 45 (7), 753-762 (in Persian).