



일반원고

# 지열 및 저온도차 발전 기술

백영진, 장기창  
한국에너지기술연구원 지열에너지연구센터

## 1. 서론

세계적인 에너지 및 환경 문제에 대처하기 위하여 각국에서는 신에너지 및 재생에너지의 기술개발, 이용, 보급촉진과 관련산업의 활성화를 위해 다각적인 노력을 경주하고 있다. 신에너지 및 재생에너지는 재생에너지 8개분야(태양열, 태양광발전, 바이오매스, 풍력, 소수력, 지열, 해양에너지, 폐기물에너지)와 신에너지 3개분야(연료전지, 석탄액화·가스화, 수소에너지)로 분류되는데, 이중 지열, 해양, 태양열 등의 경우에는 별도의 연소과정 없이 온도차를 이용하여 전기를 생산할 수 있다(Ruggero Bertani, 2005, Rong-Hua Yeh et al., 2005, Lourdes Garcia-Rodriguez 2007).

특히 지열은 인류가 가지고 있는 가장 오래된 에너지 자원 중 하나이며, 현재 전세계적으로 바이오매스와 대수력을 제외한 신재생에너지 자원 중에서 가장 많은 에너지를 공급하고 있음에도 불구하고 우리나라에서는 그 중요성이 상대적으로 낮게 평가되어 왔다. 최근에 들어서야 지열 냉난방 시스템의 경제성 및 편리성에 대한 인식이 확산되어 보급률이 증가하는 추세이다.

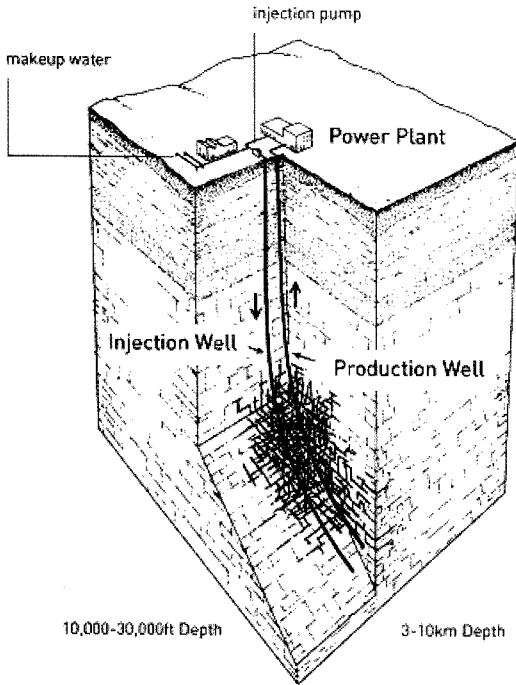
우리나라에는 화산활동과 관련된 고온성 지열에너지가 부족하고 있지 않으므로, 현재로서는 히트펌프를 이용한 냉난방 목적에만 지열을 사용하고 있으나, 외국의 경우 냉난방은 물론 발전 목적으로도 널리 사용하고 있다. EGC-2007(European Geothermal Conference-2007)에 집계된 2007년도 세계 지열 발전용량은 9,737MWe(2007년

가동 1,141.6MWe 포함)이며, 이는 2006년보다 804.3MWe가 증가한 수치이다. 각국의 지열발전 규모를 보면, 세계 1위는 미국(2,687MWe)이며, 필리핀(1,969.7MWe), 인도네시아(992MWe), 멕시코(953MWe), 이탈리아(810.5MWe), 일본(535.2MWe), 뉴질랜드(471.6MWe)가 그 뒤를 잇고 있다. 특히 최근에는 지하 심부(3,000 m 이상)의 고온암체(HDR; Hot Dry Rock)을 이용한 지열발전 기술도 개발되고 있다.

이와 관련하여, MIT(2006)에서 작성한 “The Future of Geothermal Energy”에 따르면, 2050년 미국 기저부하의 10%인 100,000 MWe를 EGS(Enhanced Geothermal Systems) 지열 발전이 담당할 수 있을 것으로 내다보고 있는데, 이는 현재보다 약 40배 용량의 지열발전소의 건립이 필요함과, 그만큼 시장이 폭발적으로 확대될 것을 의미한다. 이와 같이 지열은 기상 조건에 좌우되는 태양광이나 풍력과는 달리 기존의 화력, 수력, 원자력 발전 등과 같이 기저부하를 담당할 수 있는 장점이 있다.

지열발전 시스템은 그림 1과 같이 크게 다음과 같은 요소로 구성된다.

- 생산정(production well) : 지하로부터 증기나 열수를 추출한 후 이를 에너지 변환 플랜트(energy conversion plant)에 공급하기 위한 우물(well)로서, 지하에서 분출되는 열을 손실 없이 지상까지 전달할 수 있도록 설계된다.
- 환원정(injection well) : 생산정에서 생산되어 발전에 사용된 열수 또는 증기의 응축수를 지하로 되돌려 순환시키기 위한 우물.



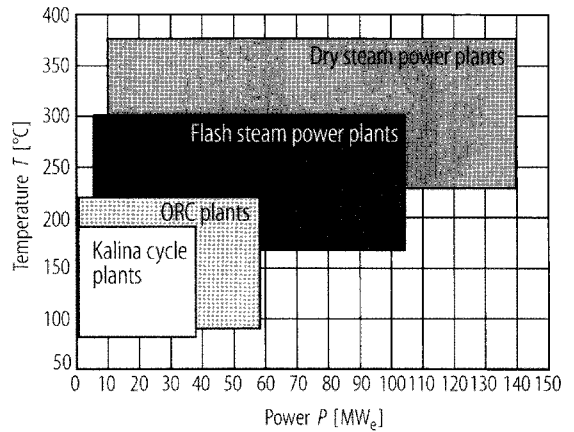
[그림 1] 2공(two-well) EGS(Enhanced Geothermal Systems) 지열발전 개념도(MIT, 2006)

- 에너지 변환 플랜트(energy conversion plant; 발전설비) : 지하로부터 추출한 열을 전기로 변환하는 발전 설비로서, 추출된 증기 및 지열수의 온도에 따라 다양한 발전 방식이 적용된다.

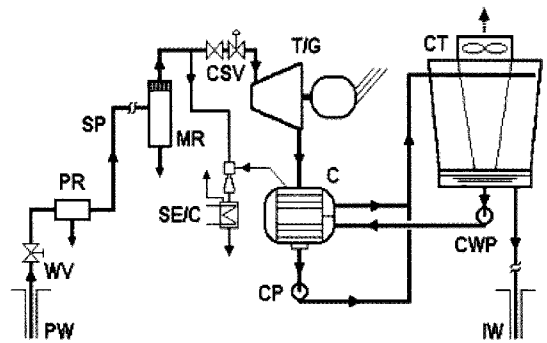
위와 같은 지열발전 시스템 구성 요소 중, 본고에서는 다양한 방식의 에너지 변환 플랜트들의 특징을 소개하고 우리나라에의 적용 가능성을 살펴보고자 한다.

## 2. 건조증기(Dry steam) 방식

지열발전 방식은 크게 건조증기(dry steam), 플래시증기(flash steam) 및 바이너리(binary cycle) 방식의 3가지로 나눌 수 있다. 어떤 방식을 적용할지는 주로 추출된 지열수(또는 증기)의 온도에 의해 결정된다. 관련하여, 그림 2에 발전 규모와 지열원의 온도에 따른 지열발전 방식을



[그림 2] 발전 규모와 지열원 온도에 따른 지열발전 방식 (C. Clauser, 2006)



[그림 3] 건조증기 방식 발전 개념도(R. DiPippo, 1998)

나타내었다. 그림에서 ORC(Organic Rankine Cycle) plant와 Kalina cycle plant는 바이너리 방식에 해당하며, 뒤에 설명한다. 지열원의 온도가 높으면, 그만큼 이용 가능한 에너지의 양이 많다는 의미이므로, 대규모의 발전이 가능하다.

어떤 경우이든 터빈의 날개차를 회전시키기 위해서는 기체 상태의 작동유체가 필요한데, 추출된 증기의 온도가 충분히 높아 과열도가 큰 증기 상태라면 그림 3과 같은 건조증기 방식을 이용하여 전기를 생산한다. 즉, 관정으로부터 나오는 증기를 발전설비의 터빈으로 직접 보내 발전한다. 세계 최대 규모의 The Geysers도 이 방식을 채택하고 있다.

지하로부터 추출된 건조증기는 필터링 및 습기 제거 과정을 거친 후 터bin으로 들어가게 되고, 터bin을 돌린 후 응축기에서 액체 상태로 된 다음 환원정(injection well)을 통해 지하로 들어가게 된다. 일반적으로, 추출된 증기는 CO<sub>2</sub> 또는 황화수소(H<sub>2</sub>S; hydrogen sulfide) 등의 불응축 가스를 소량(2~10%) 함유하고 있으므로, 이들을 시스템으로부터 제거하기 위한 설비가 필요하다. 만약 이들을 제거하지 않을 경우, 응축 압력이 높아지게 되고, 이는 전체 시스템의 효율을 저하시키게 된다. 일반적으로 2단 증기 이젝터를 사용하여 불응축 가스를 처리하는데, 특별한 경우에는 진공펌프가 필요한 경우도 있다.

직접 접촉식(direct contact) 응축기도 종종 사용하긴 하는데, 황화수소에 대한 환경 규제를 만족시키지 못할 우려가 있는 등, 불응축 가스가 반드시 처리되어야 하는 경우에는 사용하지 않는다. 이러한 경우에는 화학설비를 추가하여 황화수소를 제거한다. The Geyser의 대부분 유닛들도 이와 같은 설비를 하여 지열발전과 동시에 황(sulfur)을 부산물로 생산하고 있다. (R. DiPippo, 1999)

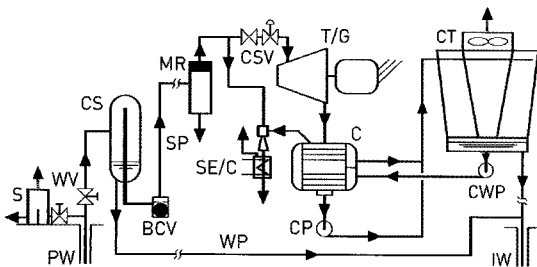
위의 그림 3의 경우, 수냉 응축기의 사용 예에 해당하는데, 증기 응축수를 냉각탑의 냉각수로 활용하기도 한다. 이 과정에서 증기 질량의 10 ~ 20%에 해당하는 응축수 초과량이 발생하는데, 이는 주입공을 통해 지하로 주입시킨다. 하지만 이 방법으로 오랜 기간 시스템을 운전하게 되면

열원 증기가 고갈될 우려가 있으므로, 고갈 방지를 위해 더 많은 양의 물을 지하로 주입시킬 방법들을 연구하고 있다(Voge et al., 1994 and Cappetti et al., 1994). 한편, 공랭 응축기를 사용할 경우 응축수를 100% 지하로 되돌려 보낼 수 있지만, 경제성 확보가 어렵다.

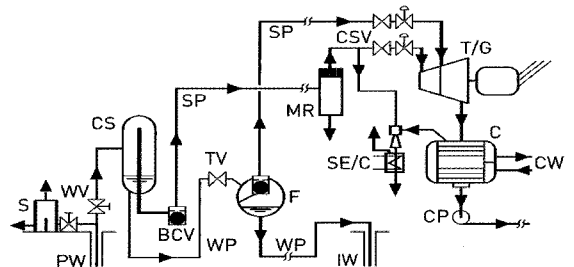
규모가 큰 건조증기 저류지는 이탈리아의 Lardarello(since 1904)와 미국의 The Geysers(since 1960) 정도이고, 이 외에 일본의 Matsukawa(since 1966), 인도네시아의 Kamojang(since 1983) 등지에서 제한적으로 건조증기를 이용한 지열발전을 하고 있다. 이는 건조증기 지열발전이 가능한 지역이 극히 제한적이며, 천혜의 자연 조건을 가져야 함을 의미한다.

### 3. 플래시증기(Flash steam) 방식

플래시증기 방식은 오늘날 가장 일반적인 지열발전의 형태다. 이는 우리가 얻고 있는 대부분의 지열수가 액상에 가깝기(liquid-dominated) 때문이며, 일반적으로 생산정 출구에서 지열수의 건도(quality)는 10 ~ 50% 정도이다. 2상 유체를 직접 이용한 발전 실험이 수행되기도 하였으나 증기만을 추출하여 증기터bin을 구동하는 것이 일반적인 방법이다. 웰헤드(wellhead) 압력은 5 ~ 10 기압 정도(포화온도로 약 150 ~ 180°C)로써 그다지 높지 않으므로, 기-액간 밀도 차이가 커서 원심방식으로 효과적으로 둘을 분리할 수 있



[그림 4] Single flash 증기 방식 발전 개념도 (R. DiPippo, 2005)



[그림 5] Double flash 증기 방식 발전 개념도 (R. DiPippo, 2005)

다. 고효율 원심분리기를 이용하면 건도 99.99%의 증기를 추출할 수 있는 것으로 알려져 있다 (Lazalde-Crabtree, H., 1984). 분리된 물은 다른 용도로 직접 사용되거나, 혹은 한번 더 팽창시켜 저압터빈을 구동하는데 사용될 수 있다. 전자의 경우와 같이 터빈이 하나만 사용되는 경우를 **그림 4**와 같이 single flash 방식이라 하며, 후자의 경우와 같이 고압 터빈과 저압 터빈이 함께 사용되는 경우를 **그림 5**와 같이 double flash 방식이라 한다. 동일한 지열수 유량에 대하여, double flash 방식의 경우 single flash 방식에 비해 약 20 ~ 25%의 출력을 더 얻을 수 있다. 그러나, flash vessel, 추가 배관, 추가 제어밸브 및 다단 터빈을 사용해야 하므로, 초기 투자비가 증가한다.

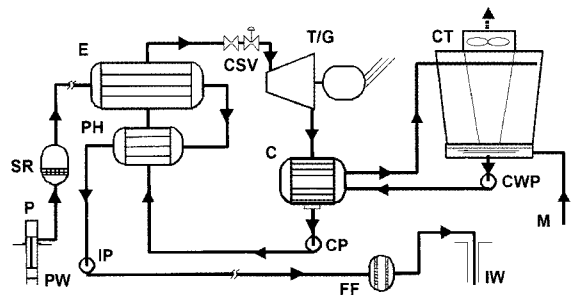
#### 4. 바이너리(Binary) 방식

전술한 바와 같이, 지하로부터 얻은 것이 건조증기이면 건조증기 방식을 이용하여 발전할 수 있다. 한편, 약 180°C 이상되는 고온수(liquid-dominated)를 얻을 수 있으면 이를 팽창시켜 증기를 만든 후 터빈을 돌리는 방법, 즉 플래시증기 방식을 이용하여 발전할 수 있다. 그러나, 이보다 낮은 온도의 중온수(150°C 이하)가 얻어지는 경우에는 팽창시킨다 해도 경제성이 확보될 수 있을 만큼 충분한 양의 증기를 얻기 어렵다. 이러한 경우에는 물보다 낮은 온도에서도 증기 상태가 될 수 있는 다른 작동유체를 이용하여 터빈을 돌리는 방법이 필요하며, 이것이 바이너리(Binary) 방식의 원리이다. 즉, 건조증기 방식 및 플래시증기 방식은 지하에서 추출한 고온수나 증기를 직접 이용하여(작동유체로 사용하여) 터빈을 돌리나, 바이너리 방식의 경우 지하에서 추출된 중온수(80 ~ 120°C)가 터빈에 직접 접촉하지 않고 또 다른 작동유체(working fluid)를 증발시키는데 이용된다. 이때 열교환기를 이용하게 되고, 열교환이 이루어진 작동유체가 증발하여 터빈을 돌리는 방식이다. 이 방식의 가장 큰 장점은 낮은 온

도의 유체를 열원으로 사용하여 발전을 할 수 있다는 점이다. 세계적으로 최저온 지열발전이 이루어지고 있는 곳은 미국 알래스카(Alaska)의 Chena Hot Spring 지역이다. 이 지역에서는 1998년 처음으로 시추가 이루어진 이래 2004년부터 약 75°C의 지열수를 이용하여 바이너리 지열 발전을 하고 있다.

이외에도 지열수에 다량의 가스가 함유되어 있거나, 부식성이 강하거나, 또는 오염(scaling)의 우려가 있는 경우에도 바이너리 방식이 사용될 수 있다. 기록에 따르면, 이탈리아의 Lardarello에 위치한 세계 최초의 상용 지열발전 시스템(since 1904)도 실은 바이너리 방식이었다고 한다. 지하로부터 추출한 증기를 이용, 지상의 청수(clean water)를 증발시켜 증기터빈을 돌리는 방식이었는데, 이는 당시의 재료 기술로는 부식성 있는 스팀으로 직접 터빈을 돌리는 것이 어려운 일이었기 때문이다.

현재의 바이너리 방식에 적용되는 작동유체는 할로젠화 탄화수소(halogenated hydrocarbons; 프레온 등), 프로판, 이소부탄, 펜탄, 암모니아 등이다. 이를 이용한 열역학 발전 사이클을 ORC(Organic Rankine Cycle)라 하는데, 이는 초기에 유기화합물이 작동유체로 사용되었기 때문이다. **그림 6**에 ORC 방식 발전 개념도를 나타내었다. 발전 설비는 예열기, 증발기, 제어밸브, 터빈-발전기, 응축기 및 펌프 등으로 구성된다. 현장 여건에 따라 공기 또는 물이 냉각 용도로 사용된다.

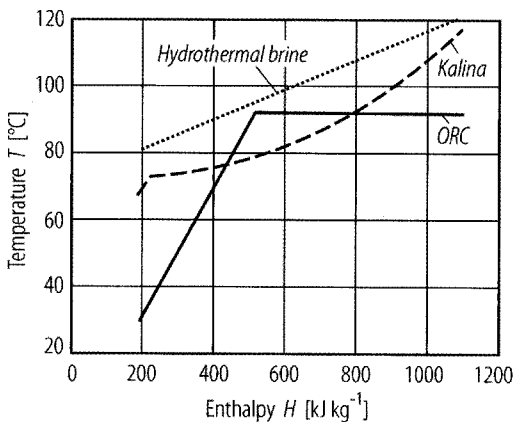


[그림 6] ORC 방식 발전 개념도(R. DiPippo, 2005)

물을 이용하는 냉각방식을 사용하려면 보충수원이 별도로 필요한데, 이는 건조증기 방식 또는 플래시증기 방식과는 달리 지열 증기의 응축수가 발생하지 않기 때문이다(대부분의 바이너리 시스템은 지열수 펌프를 사용하는데, 지열수는 생산장에서부터 환원정에 이르기까지 전 과정에서 액체 상태를 유지한다).

바이너리 방식은 대당 1 ~ 3 MWe 출력의 모듈형 발전 패키지에 특히 적합한 방식인데, 표준화된 유닛이 공장에서 제작/조립/시험될 수 있으므로 빠른 현장 적용에 용이하다.

비교적 최근에는 칼리나 사이클(Kalina cycle) 기술을 지열발전 플랜트에 적용시키려는 시도가 이루어짐으로써, 바이너리 발전 효율 향상에 새로운 전기가 마련되었다. 칼리나 사이클은 혼합 작동유체의 상변화 과정을 이용함으로써, 그림 7에 나타낸 바와 같이 열교환 과정에서의 비가역성을 줄일 수 있는 장점이 있는데, 이는 비공비혼합물을 작동유체로 이용함으로써 구현이 가능하다. 특히, 암모니아-물 혼합물은 흡수식 냉동사이클의 중요한 냉매로 사용되어 왔으며, 물에 대한 암모니아의 흡수성이 좋으며, 두 성분의 증기압이 크게 달라 칼리나 사이클의 작동유체로 사용된다. 이 혼합물을 작동유체로 하는 발전 사이클은

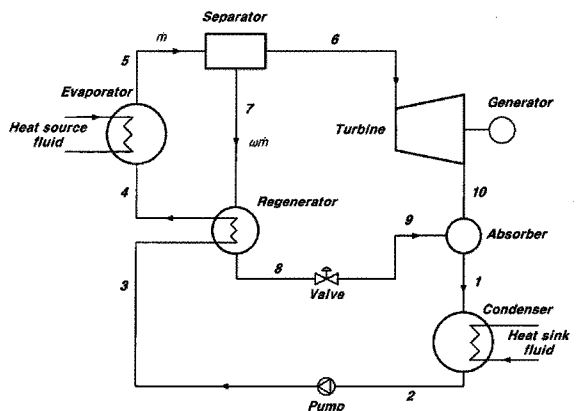


[그림 7] ORC와 Kalina cycle 작동유체의 증발곡선 비교 (C. Clauser, 2006) (열원과 사이클의 온도가 가깝게 형성될수록 사이클의 효율이 향상된다)

1979년부터 Exergy Inc.에서 본격적으로 연구하여 1982년 연구개발자인 Dr. Alexander Kalina 자신의 이름을 딴 “Kalina Cycle”로 발표되어 미국 특허를 획득하였다. 개발 초기에는 복합 발전용 하부 사이클의 새로운 대안으로서 주목을 받았으며, 이후 다양한 조건에 대한 개량이 이루어져 KCS(Kalina Cycle System) 5, KCS 11, KCS 12, KCS 34g, KCS 1D2r2 등 여러 목적에 특화된 사이클 기술이 개발되기도 하였다.

이러한 칼리나 사이클은 원리적 우수성으로 인하여, 지열발전 뿐 아니라 해양온도차발전(OTEC; Ocean Thermal Energy Conversion) 및 폐열발전 등 저온도차 발전에 적용 시도되고 있다. 가까운 일본의 경우에도 큐슈의 사가대학이 R22와 암모니아를 작동유체로 사용하는 75kW 출력의 OTEC 발전 시스템을 갖추고 연구를 진행하고 있으며(김남진 등, 2007), Sumitomo Metal Industries사의 Kashima Steel Works는 제철공장의 전환기로부터의 배가스를 냉각시키는데 사용된 저온 폐수를 열원으로 이용하는 발전시스템으로 1999년 9월 운전을 시작하여 연간 약 6,600kl의 원유에 상응하는 양의 에너지를 절감한 바 있다.

그림 8에 KCS-11(Kalina Cycle System 11)



[그림 8] KCS-11(Kalina Cycle System 11)방식 발전 개념도(H. D. Madhawa Hettiarachchi et al., 2007)

방식 발전 개념도를 나타내었는데, 증발기, 터빈, 응축기, 펌프, 분리기(separator), 팽창밸브 및 흡수기(absorber) 등으로 구성되어 있으며, 작동원리는 다음과 같다. 우선, 재생기에서 열교환을 마친 액상의 암모니아-물 혼합물은 증발기내로 유입되어 지열수로부터 열을 받아 증발하게 된다. 이 때, 증기압이 높은 암모니아가 대부분 증발하게 된다. 이렇게 증발한 혼합물은 분리기 내에서 포화증기 및 포화액으로 분리된다. 분리된 포화증기는 터빈을 가동시킨 후, 흡수기로 유입된다. 한편, 분리기에서 분리된 고온의 포화액은 증발기로 유입되는 과냉액 상태의 암모니아-물 혼합물과 재생기 내에서 열교환을 한 후, 팽창밸브를 지나 흡수기로 유입된다. 흡수기에서 합쳐진 2상 상태의 혼합물은 응축기 내에서 냉각수와의 열교환을 통하여 포화액 상태가 된다. 이 포화액은 펌프에 의해 가압 후 재생기로 유입되고, 사이클을 완성하게 된다.

위와 같이 칼리나 사이클은 ORC에 비해 효율이 높고, 발전단가도 낮아 매우 매력적인 기술로 평가된다. 그러나, 기동(start-up) 문제 및 암모니아 누설의 우려 등 몇몇의 기술적인 문제가 알려져 있고(Pall Valdimarsson, 2003), 현재까지 상용 운전 사례가 전세계적으로 두 곳(일본 Kashima의 Sumitomo Metals 및 아이슬란드의 Husavik)에 불과하므로, 현재까지는 위험 부담이 적지 않다고 할 수 있다.

## 5. 맺음말

이상에서 지열 발전을 위한 다양한 에너지 변환 플랜트들의 특징을 소개하였다. 우리나라에는 화산활동과 관련된 고온성 지열에너지가 부존하고 있지 않으므로, EGS(Enhanced Geothermal Systems) 기술을 활용한 방식 또는 바이너리 방식으로의 접근만이 유효할 것으로 판단된다. 특히 최선의 바이너리 방식이라 할 수 있는 칼리나 사이클 방식의 경우, 지열발전 뿐 아니라 해양온도

차발전(OTEC) 및 폐열발전 등 저온도차 발전에도 적용 가능 것으로 평가되고 있으므로, 향후 기술개발 추이 및 보급 현황에 주목할 필요가 있다.

## 참고문헌

1. Ruggero Bertani, 2005, " World geothermal power generation in the period 2001 2005", Geothermics, Volume 34, Issue 6, pp. 651-690.
2. Rong-Hua Yeh, Tar-Zen Su and Min-Shong Yang, 2005, "Emergy evaluation of an OTEC electrical power system", Ocean Engineering, Volume 32, Issues 5-6, pp. 685-700.
3. Lourdes Garcia-Rodriguez and Julian Blanco-Galvez, 2007, "Solar-heated Rankine cycles for water and electricity production: POWERSOL project", Desalination, Volume 212, Issues 1-3, pp. 311-318.
4. MIT, 2006, The Future of Geothermal Energy, Massachusetts Institute of Technology.
5. C. Clauser, 2006, Landolt-Bonstein-Group VIII Advanced Materials and Technologies, Volume 3C Renewable Energy, Springer Berlin Heidelberg.
6. R. DiPippo, 1998, Geothermal Power Systems, Standard Handbook of Power Engineering, 2nd ed., McGraw-Hill.
7. R. DiPippo, 1999, Small geothermal power plants: Design, performance and economics, GHC Bulletin
8. Voge, E., Koenig, B., Smith, J. L. B., Eneedy, S., Beall, J. J., Adams, M. C. and J. Haizlip, 1994, Initial findings of the Geysers Unit 18 cooperative injection

- projects, Geothermal Resources Council Trans, 18, pp. 353–357.
9. Cappetti, G. and G. Stefani, 1994, Strategies for sustaining production at Larderello, Geothermal Resources Council Trans, 18, pp. 625–629.
  10. Lazalde-Crabtree, H., 1984, Design approach of steam-water separators and steam dryers for geothermal applications, Geothermal Resources Council Bulletin, 13, No. 8, pp. 11–20.
  11. R. DiPippo, 2005, Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies, Elsevier Advanced Technology, Oxford, England.
  12. 김남진, 전용한, 김종보, 2007, 원자력발전소 온배수를 이용한 해양 온도차발전 사이클 해석, 한국태양에너지학회 논문집, Vol. 27, No. 3, pp. 37–44.
  13. H. D. Madhawa Hettiarachchi, Mihajlo Golubovic, William M. Worek and Yasuyuki Ikegami, 2007, The Performance of the Kalina cycle System 11 (KCS-11) with Low-Temperature Heat Sources, ASME J. of Energy Resources Technology, Vol. 129, pp. 243–247.
  14. Pall Valdimarsson, 2003, ORC and Kalina – Analysis and experience, Washington State University Energy program

기호 설명

BCV	Ball check valve
C	Condenser
CP	Condensate pump
CS	Cyclone separator
CSV	Control and stop valves
CT	Cooling tower
CW	Cooling water
CWP	Cooling water pump
E	Evaporator
F	Flash vessel
FF	Final filter
G	Generator
IP	Injection pump
IW	Injection well
M	Make-up water
MR	Moisture remover
P	Pump
PH	Preheater
PW	Production well
S	Silencer
SE/C	Steam ejector/condenser
SH	Superheater
SP	Steam piping
SR	Sand remover
T	Turbine
T/G	Turbine/generator
TV	Throttle valve
WP	Water piping
WV	Wellhead valve 