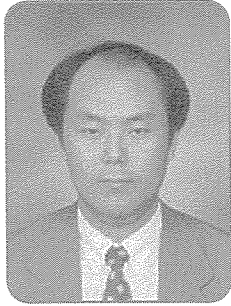


에너지시스템의 운전모드 분석을 통한 열병합 발전의 최적계획



(주)효성중공업
연구소 기반기술응용팀
팀장 오시덕/공학박사
Tel : (02)707-4360

최근에 에너지 시스템의 특성이 다양화되면서 에너지 시스템간의 연계 조합은 매우 복잡해지고 있다. 일반적으로 어떠한 수요처의 전력, 난방 및 급탕, 냉방 부하를 공급하기 위하여 구성 가능한 에너지 시스템을 나열하면 그림 1과 같이 나타낼 수 있다. 그림에서 알 수 있는 바와 같이 전력은 한전수전 또는 열병합 발전시스템을 이용하고, 난방 및 급탕 부하의 경우에는 열병합 발전시스템으로부터 회수되는 열, 그리고 별도의 보일러 또는 직화식 냉온수기 또는 축열

조를 이용하여 공급할 수 있다. 또한 냉방 부하의 경우에는 1차 에너지가 전기에너지인 빙축열 또는 터보 냉동기, 온수 또는 증기인 흡수식 냉동기, 가스인 직화식 냉온수기 등 다양한 에너지 시스템을 이용하여 공급할 수 있다. 따라서 열병합 발전시스템의 도입 검토에 있어 수요처의 에너지 시스템 연계 특성의 파악은 매우 중요하다.

또한 열병합 발전 기술은 에너지 시장의 자유화 등 급변하는 환경 하에서 어떻게 경제성을 지속적으로 유지할 수 있도록 할 것인가에 관심을 기울여야 할 것으로 판단된다. 즉 기존의 대형화, 집중화의 에너지 공급 및 이용에서 분산화, 경쟁을 통한 효율화로 패러다임이 바뀌면서 기술에 대한 중요성, 긴급성 및 유효성의 개념도 빠른 속도로 변화하고 있다. 이와 같은 현상의 단적인 예는 최근까지 열병합 발전 시스템이 비교적 성공적으로 보급되고 있었던 독일의 경우 발전사업 민영화와 함께 전력 가격의 하락으로 30%이상의 열병합 발전소는 가까운 장래에 폐쇄하여

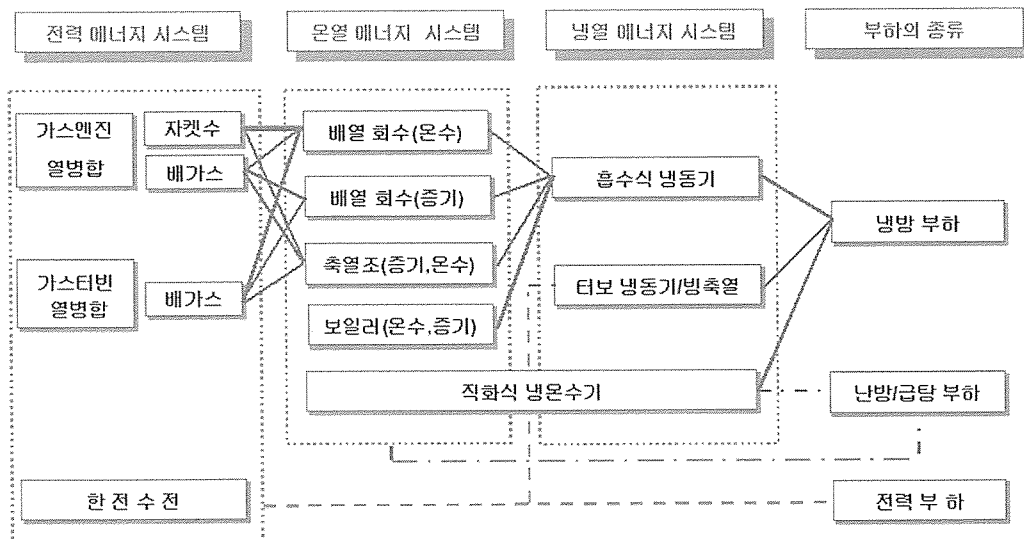


그림 1. 수요처의 일반적인 에너지 시스템의 연계 예시

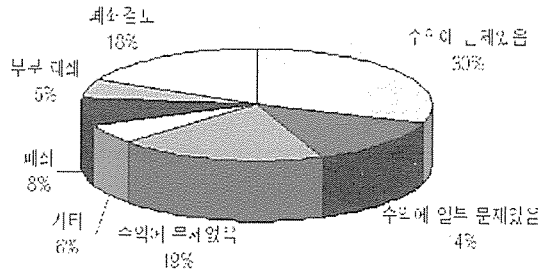


그림 2. 독일의 산업용 열병합 발전 시스템의 현황

야 할 것이며, 수익성이 유지되고 있는 열병합 발전 설비는 19%에 불과하다는 조사를 접하게 되면서 더욱 설득력을 얻고 있다.

일반적인 에너지 시스템의 구성 중에서 검토 대상 수요처에 가장 적합한 에너지 시스템의 구성이 어떤 것인가는 수요처의 부하 특성, 현재 에너지 시스템의 연계 특성 및 신규로 도입을 검토하는 열병합 발전 시스템의 특성에 따라서 결정되게 된다. 따라서 시스템 선정 시에 가장 먼저 검토하여야 할 내용은 수요처의

수요에 적합한 에너지 시스템의 조합 및 최적 용량, 선정된 시스템의 연계 운전을 통한 최적 운전 방안이 우선 되어야 한다.

연계 특성을 고려한 에너지 시스템 조합 및 용량의 최적화

그림 3은 운전모드 분석을 통한 에너지 시스템의 도입 및 경제성 검토 흐름도를 나타내는 것이다. 그림에 나타나 있는 바와 같이 운전모드 분석을 통한 에너지 시스템의 도입 검토는 기존의 열병합 발전 시스템 도입 검토 시와 마찬가지로 『기획 → 기본 계획 → 기본 설계 → 실시 설계 → 시공』이라는 동일한 절차를 따르고 있다. 또한 각 단계에서 필요한 각종 검토의 반복을 통하여 협의, 평가 및 판단 등을 수행하고 수요자와 설계자간의 합의에 도달하면 검토가 완료된다는 것도 동일하다. 그러나 일부의 단계가 추가되고, 각 단계별로 수행되는 검토 내용이나 대상이 기존의 방법과는 차이가 있음을 알 수 있다. 그리고 검토 내용의 특성상 상당 부분은 경우에 따라서는 컴퓨터의 도움이 없이는 검토가 불가능한 부분도 있다.

열병합 발전시스템의 특성이 하나의 에너지원으로 부터 전기 및 열에너지를 동시에 생산하는 것이므로 열병합 발전시스템으로부터 얻어지는 전기 및 열에너지를 유용하게 이용하는 것이 도입 경제성 확보의 필수 조건이라 할 수 있다. 따라서 기존에는 열병합 발전시스템 도입을 위한 경제성 검토 시에 전력 및 난방 부하를 동시에 고려하는 것만으로도 충분하다고 인식되어 왔다. 그러나 최근에는 그림 1에 나타나 있는 바와 같이 전기에너지를 사용하는 터보 냉동기, 증기 또는 온수와 같은 온열을 사용하는 흡수식 냉동기, 가스 에너지를 사용하는 가스직화식 냉동기 등의 다양한 에너지 시스템이 난방 부하를 담당하게 되고 있으며, 특히 가스직화식 냉온수기의 경우 하나의 에너지 시스템으로 온열 또는 냉열을 절체하여 공급할 수 있는 시스템도 도입되어 운전되고 있다. 따라서 이들 에너지 시스템의 다양성을 열병합 발전시스템

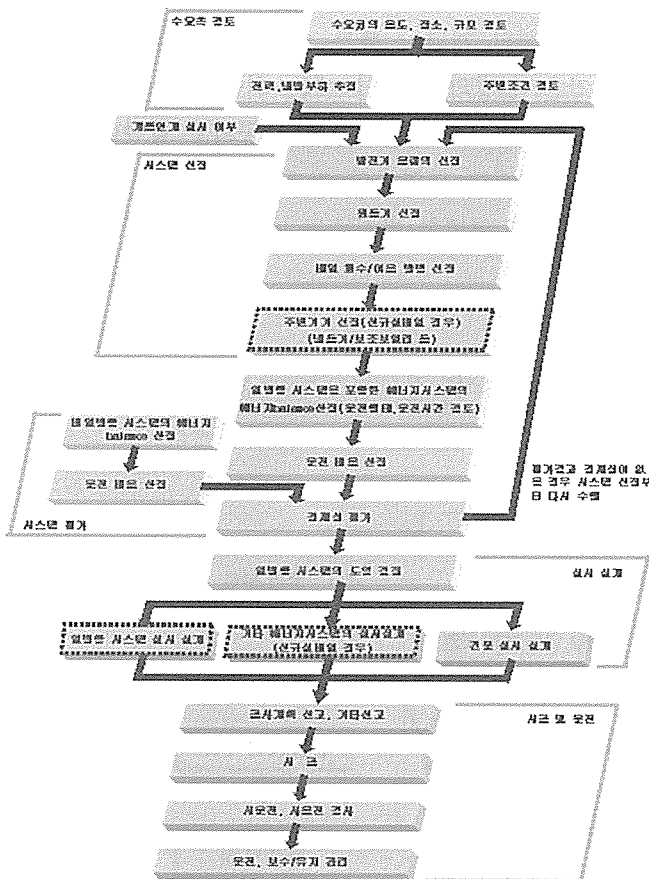


그림 3. 에너지 시스템의 도입 검토 흐름도

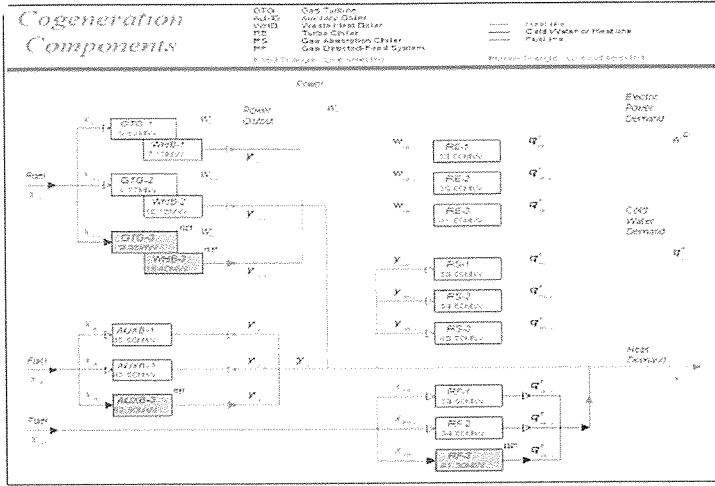


그림 4. 열병합발전시스템의 구성 기기 네트워크 (최적설계 구성결과화면)

도입 시에 충분히 반영하기 위하여 그림 4에 나타난 바와 같이 전력, 온열은 물론 냉열 부하 전체에 대하여 이들의 다양한 에너지 시스템을 네트워크로 연계시켜 수요처의 부하에 따른 실시간 운전모드 해석을 통하여 최적 구성 설비의 조합 및 용량을 산출하고 그 해석결과를 이용하여 경제성을 검토하여야 할 필요성이 대두되었다.

이와 같이 에너지원별로 복잡하게 네트워크로 연결되어 있는 복합 에너지시스템이 수요처의 전력 및

열(온열, 냉열)부하에 따른 실시간 운전모드 해석, 최적 구성 설비의 조합 및 구성기기의 최적 용량 산정을 포함하는 경제성 검토를 기존과 같이 수 계산으로 수행한다는 것은 거의 불가능에 가깝다. 따라서 주어진 각각의 에너지 수요에 대하여 연간 운전비용 및 각 기기의 초기투자비를 포함하는 경제비용이 최소가 되는 최적의 설비 구성, 용량 결정뿐만 아니라 각 수요 조건에 최적인 운전모드의 도출을 포함하는 경제성 검토를 일괄적으로 수행하기 위하여 컴퓨터를 활용한 시뮬레이션에 의존하는 수밖에 없다.

이미 설명한 바와 같이 에너지 시스템의 최적화 방안에서는 수요처의 모든 부하 특성을 동시에 고려하여 검토 대상으로 하는 전체 에너지 시스템의 연계 특성을 실시간으로 해석하여 주어진 부하 패턴에 대하여 최적의 에너지 시스템 조합, 용량 및 운전모드를 추정할 수 있다.

따라서 에너지 시스템의 최적 계획은 각각의 구성기기의 조합별로 수요처의 각 에너지 부하를 동시에 만족하는 각 운전모드의 연간 고정비와 연간 변동비의 합인 연간 운전비를 계산하고, 이 연간 운전비가 최소가 되는 설비의 조합 및 용량, 운전모드를 선정

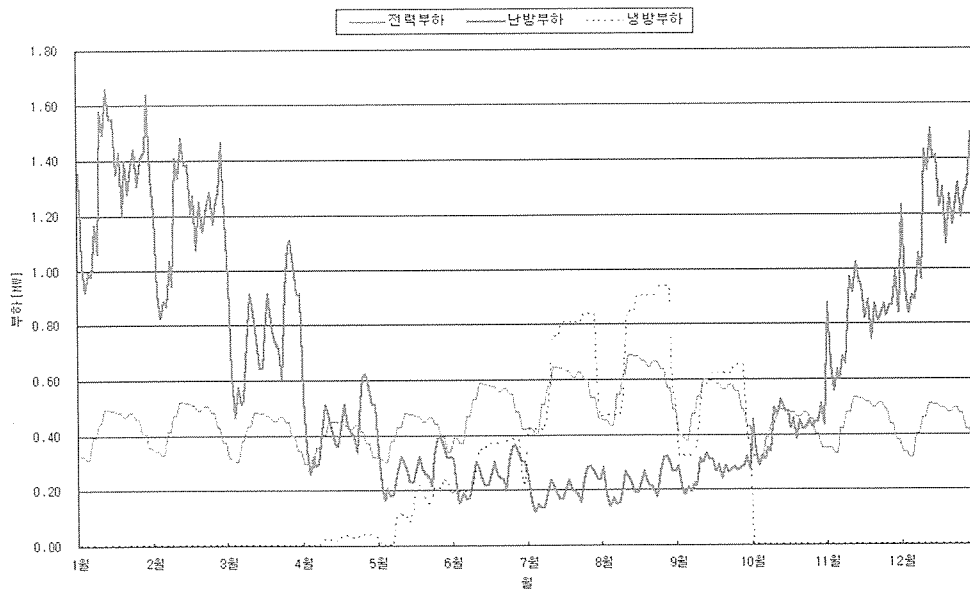


그림 5. 서울시내 모 호텔의 연중 에너지 부하 패턴

하면 된다. 즉 에너지 시스템의 최적 운용 계획을 수립한다는 것은 주어진 수요처의 에너지 부하에 대하여 주어지는 연간 총 운전비용이 최소가 되는 에너지 시스템의 조합, 용량 및 운전모드를 찾아내는 것을 의미하는 것이다.

에너지 시장의 증가하는 불확실성에 대한 대응 전략

기존의 전형적인 열병합 발전시스템에 대한 검토 방법에서는 수요처의 에너지 수요 패턴을 조사한 후, 전기 또는 열에너지의 최대 및 최소 부하를 참고하여 적절한 부하율과 가동률을 가정하고, 연간 운전시간을 적용하여 에너지 절감량 및 절감금액을 추정하여 투자회수 기간을 계산하고, 계산된 투자회수기간이 목표 회수기간에 부합되는 지를 기준으로 도입 여부를 결정하는 것이 일반적이었다. 그러나 이와 같은 방법으로는 증가하는 에너지 시장의 불확실성에 대응하기가 어렵다고 판단된다. 따라서 이

하에 몇 가지의 사례를 들어서 기존 방식의 문제점과 시장의 불확실성에 유연하게 대응하기 위하여 필자 등이 새롭게 제안한 연간 부하패턴 및 에너지 시스템의 부분 부하 특성을 반영한 에너지 시스템의 최적설계 방안의 유효성에 대하여 간단히 설명해보고자 한다.

그림 5는 서울시내에 위치한 모 호텔의 연중 에너지 부하 패턴의 실제 예이다. 본 수요처의 전력 부하는 최대 0.69MW, 최소 0.28MW, 난방부하는 최대 1.66MW, 최소 0.12MW, 냉방부하는 최대 0.94MW, 최소 0MW이며, 각 부하의 시간대별, 월별의 상당한 변화를 보이고 있다. 그림 5와 같은 부하 패턴을 가지는 수요처를 대상으로 하여 열병합 시스템의 도입 검토를 하는 경우 기존에는 열병합 설비용량에 대해서 최대 전력 수요를 기준으로 결정하고, 결정된 열병합 발전시스템의 부하율, 가동률은 검토자가 적절하게 가정을 하게 되므로 수요처의 특성 및 검토자의 경험에 따라서 차이가 있을 수밖에 없고, 이런 경우 시간대별, 일별 및 월별 부하 패턴의 변화에 대응하여 변

표 1. 검토방법에 따른 도입경제성 검토결과의 비교

항 목	설비 용량 (kW)	투자회수기간(년)		내 부 수익율 (%)	가동율(%)		열이용율(%)		
		자본이자율을 고려하지 않음	자본이자율을 고려함		가정	실제	가정	실제	
기존 방법	부하패턴 비교	404	7.7(5년)	-	-	90	88.6	90	67.5
	부하패턴 고려		5.9	10.9	15	-	72.7	-	62.1
	최적 계획시	280	4.7	7.3	20	-	79.6	-	71.3

표 2. 최적설계와 투자회수기간 6년 내외를 적용한 경우의 결과 비교

No.	수요처 조건			최적 설계 적용(계획1)						PBP 6년 적용(계획2)					
	수전량 (MWh)	난방부하량 (Mcal)	피크 (kW)	용량 (kW)	부하 분담 (%)	PBP (년)	IRR (%)	부하율 (%)	가동율 (%)	용량 (kW)	부하 분담 (%)	PBP (년)	IRR (%)	부하율 (%)	가동율 (%)
1	738,300	7,363,794	130	26	20.0%	2.9	36	91.5	91.5	119	91.5%	6.0	15	65.3	91.5
2	802,200	7,418,906	140	26	18.6%	2.7	37	91.5	91.5	119	85.0%	5.4	17	70.5	91.5
3	1,063,000	11,034,354	180	26	14.4%	2.5	39	91.5	91.5	176	97.8%	6.1	15	63.6	91.5
4	1,237,000	8,931,861	210	119	56.7%	3.1	32	90.0	91.5	176	83.8%	5.2	18	73.1	91.5
5	2,169,300	1,251,464	370	26	7.0%	3.1	32	91.5	91.5	176	47.6%	4.8	20	91.4	91.5
6	2,581,079	23,631,972	450	119	28.4%	2.0	50	91.5	91.5	280	62.2%	5.8	15	86.9	91.5
7	3,060,800	8,611,019	530	119	22.5%	2.1	49	91.5	91.5	395	74.5%	6.1	14	78.9	91.5
평균	1,664,526	9,749,053	287	66	23.7%	2.6	39	91.3	91.5	206	77.5%	5.6	16	75.7	91.5

화하는 열병합 발전 시스템을 포함한 각종 에너지 시스템의 부하율, 가동률을 실제 상황과 유사하게 모사한다는 것은 거의 불가능에 가깝다. 따라서 검토자의 경험이나 수준에 따라서 도입 타당성 검토 결과와 실제 운전 상황 사이에는 상당한 차이가 있을 수밖에 없었다. 그러나, 최적화 설계방안을 활용하는 경우 시간대별, 일별, 월별의 부하 패턴의 변화에 따라서 실시간으로 각 에너지 시스템의 부하별 특성을 반영하여 운전 모드를 해석하게 되므로 부하 패턴의 신뢰성만 확보된다면 해석 결과는 각 에너지 시스템의 실제 운전 상황을 설명하는 현실성 있는 자료라 할 수 있다. 이에 대한 한 가지 사례를 통해서 살펴보면 다음과 같다.

그림 5와 같은 연간 에너지 부하 패턴을 가지는 호텔에 대하여 기존의 검토 방법과 필자 등이 제안한 최적 설계 방법을 이용하여 계산한 결과를 정리하면 표 1과 같다. 표 1에 나타나 있는 바와 같이 동일 수요처에 대하여 기존의 방법의 경우 설비 용량이 404kW(최대부하의 약 59%), 최적 설계를 한 경우의 설비용량은 280kW(약 41%)로 제안되어 차이가 있음을 알 수 있다. 또 표 1에서 알 수 있는 바와 같이

기존방법을 이용하여 경제성 검토를 수행하였을 경우 투자회수기간이 5년 정도였지만, 타당성의 검증을 위하여 부하패턴을 고려하지 않고 운전 모드 분석을 실시하면 7.7년, 부하패턴을 고려하여 실시간 운전모드 분석을 한 결과는 5.9년으로 투자회수 기간이 기존의 방식으로 추정된 기간보다 길어짐을 알 수 있었다. 이는 실제 대상수요처의 에너지 부하패턴을 고려할 경우 실제의 가동률(88.6%) 및 열 이용율(67.5%)과 타당성 검토시에 검토자가 가정한 가동률(90%), 열 이용율(90%)과의 차이 때문이라고 할 수 있다. 이는 검토자가 가정한 가동률과 열 이용율과 실제의 차이는 수요처의 특성이나 검토자의 능력에 따라서 상당한 차이가 있을 수밖에 없으므로 경제성 검토의 신뢰성 확보를 위하여 이에 대한 대비가 대단히 중요함을 알 수 있다. 특히 이와 같은 상황을 현장에서 직면하게 되는 경우 수요자 및 설비 공급자 모두가 규모의 경제라는 일반적인 논리에 의하여 최적인 280kW 보다는 404kW에 계획안을 채택하는 오류에 빠지기 쉽다. 이와 같은 오류는 시장의 불확실성이 적은 경우에는 문제가 되지 않으나 현재와 같이 불확실성이 유동적인 경우 치명적인 손실을 초래할 수 있으므로 대

표 3. 연료 및 전기 요금 변화에 따른 변화

		연료요금 15% 인상시		전기요금 15% 인하시	
		PBP[년]	이익금[원]	PBP[년]	이익금[원]
1	계획1	3.4 (2.9)	14,628,804	3.7 (2.9)	13,490,718
	계획2	10.0 (6.0)	15,825,112	15.0이상 (6.0)	5,543,416
2	계획1	3.3 (2.7)	15,142,206	3.6 (2.7)	13,919,830
	계획2	8.8 (5.4)	18,271,611	8.5 (5.4)	18,822,371
3	계획1	3.0 (2.5)	16,426,506	3.3 (2.5)	14,994,794
	계획2	10.0 (6.1)	22,064,629	10.2 (6.1)	21,565,342
4	계획1	4.2 (3.1)	37,935,290	4.5 (3.1)	35,594,884
	계획2	8.2 (5.2)	26,783,544	8.6 (5.2)	25,638,812
5	계획1	3.9 (3.1)	12,743,063	4.4 (3.1)	11,289,789
	계획2	8.1 (4.8)	27,019,533	10.7 (4.8)	20,512,605
6	계획1	2.4 (2.0)	66,209,814	2.6 (2.0)	61,113,154
	계획2	10.3 (6.1)	38,870,269	11.4 (6.1)	34,995,743
7	계획1	2.5 (2.6)	63,773,148	2.8 (2.6)	57,887,708
	계획2	12.9 (5.6)	36,447,738	- (5.6)	-

주) ()안은 수치는 요금변화 전의 값을 나타냄

안의 선택에 신중할 필요가 있다.

따라서 설계자의 경험 및 노하우와 관계없이 신뢰성 있는 결과를 얻기 위하여 연간 부하 패턴 및 에너지 시스템의 부분 부하특성을 반영한 최적 계획은 도입 타당성 검토에 있어 중요한 대안임을 알 수 있다. 또 연간 부하 패턴 및 에너지 시스템의 부하 특성을 반영하여 도입 계획을 수행하는 경우에도 검토의 전제에 따라서 결과에 상당한 차이가 있을 수 있다. 예를 들어 열병합 발전의 도입을 검토하는 경우 수요처의 특성에 최적인 도입 안을 도출할 것인가?, 수요처의 특성에 적합한 현재의 조건에서 투자회수기간이 일정 기간의 범위에 있는 도입 안의 도출로 만족할 것인가? 등이 있을 수 있다. 대부분의 경우 후자를 계획의 전제로 하는 경우가 많으나 이미 설명한 바와 시장의 자유화, 경쟁을 통한 효율성 제고라는 에너지 산업의 새로운 패러다임 하에서는 상당한 정도의 위험을 감수하여야 하는 전제임은 유럽의 사례에서 이미 확인된 바 있다. 따라서 이미 설명한 바와 같이 에너지 산업의 구조 개편, 다양한 에너지 시스템의 상품화 등으로 증가되는 시장의 불확실성에 대응 가능한 유효한 대안은 최적 설계라고 판단된다. 시장의 불확실성에 대한 최적설계의 유효성을 몇 개의 수요처에 대해서 연간 부하 패턴 및 에너지 시스템의 부하 특성을 고려하는 동일한 도구를 사용하여 도입 타당성을 검토하되 투자회수 기간이 6년 내외의 도입 안과 수요처의 특성에 최적인 용량을 도입 안으로 하는 경우 전기 및 가스 요금 변화에 따른 민감도 분석을 통해서 투자회수 기간, 내부 수익률의 변화를 이용하여 불확실성에 대한 유연의 정도를 설명하여 보기로 하겠다.

표 2는 7개의 표본 수요처에 대하여 최적 설계 안(계획1)와 단순투자회수기간(PBP)을 6년 내외로 하여 결정된 도입 안(계획2)에 대하여 용량, 투자회수기간, 내부 수익률(IRR), 부하율 및 가동율 등 검토 결과를 비교하여 정리한 것이다. 표 2에 의하면 계획2의 경우가 계획 1의 경우보다 열병합 발전 용량이 크고, 부하율은 계획 1에 비하여 현저히 줄었음을 알 수 있다. 표 2와 같은 상황에서는 대부분의

검토자 또는 투자자들은 용량이 큰 계획 2의 도입 안을 투자 안으로 선택할 가능성이 상당히 높다. 이미 설명한 바와 같이 에너지 시장의 여러 조건이 변함이 없다는 확신이 있다면 계획 2 또는 계획 1의 선택 안 간의 위험 요인의 차이는 없을 것으로 예상된다. 그러나 계획 2의 결과는 에너지 시장의 자유화, 제품의 다양성 등으로 에너지 시장의 불확실성이 증가할 것으로 예상되는 미래에 대비한 선택 안이라고 하기에는 부담하여야 할 위험이 클 수도 있음에 유의할 필요가 있다. 이와 같은 위험을 정량적으로 모사를 위하여 연료요금이 15% 인상되는 경우와 전기요금이 15% 인하되는 경우를 상정하여 검토하고 투자회수기간과 에너지 수익금을 정리하면 다음의 표 3과 같다.

표 3에서 확인할 수 있는 것처럼, 최적 설계를 적용한 계획1의 경우에는 에너지 요금의 변화에도 불구하고 단순투자 회수기간에 있어서 변화량이 거의 없거나 모든 경우에 있어서 6년 이내에 있음을 알 수 있다. 반면, 계획2의 경우에는 에너지 요금의 변화에 따라서 단순투자 회수기간의 변화량이 클 뿐만 아니라 모든 수요처에 대해서 경제성이 없는 수준으로 변화됨을 알 수 있다. 이와 같은 결과에서 최적 설계가 시장의 불확실성에서 비롯되는 위험을 최소화 할 수 있는 바람직한 방안임을 확인할 수 있었다.

이상과 같이 열병합 발전 시스템은 에너지 산업 환경의 변화, 즉 에너지 정책의 변화, 연료 및 전기의 요금 체계 변화 등에 영향을 많이 받게 된다. 그러나 표 3에서도 확인할 수 있는 바와 같이, 운전모드 분석을 통한 최적설계를 통하여 열병합 발전시스템의 도입 타당성 및 경제성을 평가한다면, 그 위험적인 요소를 상당히 줄일 수 있다고 판단된다. 다시 말하면, 앞으로 다가올 미래에 있을 여러 가지 환경 변화에 따른 위험적인 요소를 최소화하기 위해서라도, 열병합 발전시스템의 도입 타당성 검토에 운전모드 분석을 통한 최적계획을 수행하는 것은 반드시 선행되어야 한다고 할 수 있다.